

塔河油田高温高盐油藏氮气泡沫调驱技术

李 亮, 张建军, 马淑芬, 伍亚军, 巫光胜, 郭 娜

(中国石化西北油田分公司, 新疆乌鲁木齐 830011)

摘要: 为降低塔河油田边底水高温高盐油藏的含水率, 提高产油量, 进行了氮气泡沫调驱技术研究。通过评价耐温耐盐发泡剂的性能, 优选出了适用于塔河油田高温高盐油藏的发泡剂, 并通过室内岩心驱替试验, 分析了泡沫注入时机、注入量、注入方式对氮气泡沫调驱效果的影响。结果表明: 发泡剂 GD-2 在 130 ℃ 下, 210 000 mg/L 矿化度的情况下, 老化 10 d 后的半衰期可以维持在 850 s, 耐温耐盐性能较好, 适合在塔河油田使用; 水驱至含水率为 80%~90% 时, 注入氮气泡沫采收率提高幅度最大; 氮气泡沫的注入量为 0.5 倍孔隙体积时, 采收率提高幅度最大; 段塞方式注入氮气泡沫的采收率提高幅度比连续注入方式和气液交替注入方式大。塔河油田 TK202H 井组的现场试验表明: 注入氮气泡沫进行调驱后, 3 口生产井的产油量得到提高, 含水率得到降低。这表明, 塔河油田边底水高温高盐油藏采用氮气泡沫调驱技术可以降低含水率, 提高油井产量。

关键词: 高温高盐油藏; 氮气泡沫; 调剖; 提高采收率; 发泡剂; 含水率; 塔河油田

中图分类号: TE357.46⁺⁹ 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2016)05-0094-06

Profile Control and Displacement Technique with N₂ Foam in High-Temperature and High-Salinity Reservoirs of the Tahe Oilfield

LI Liang, ZHANG Jianjun, MA Shufen, WU Yajun, WU Guangsheng, GUO Na

(Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China)

Abstract: To reduce water cut and enhance the oil production of high-temperature and high-salinity (HTHS) reservoirs with edge or bottom water in the Tahe Oilfield, the applicability of profile control and displacement technique with N₂ foam was discussed. Through evaluation, HTHS-resistant foaming agents suitable for the HTHS reservoirs in the Tahe Oilfield were selected. Through core displacement tests in the laboratory, the impacts of timing, volume and mode of foam injection on the performance of the proposed technique were investigated. Results show that foaming agent GD-2 demonstrated satisfactory performance under 130 ℃ and a salinity of 210,000 mg/L with a half-life of 850 seconds after aging for 10 days. In addition, the highest increase in recovery could be achieved by foam flooding with a water cut of 80%~90% in water flooding. The highest increase in recovery was also observed by foam flooding with a volume of injected foam at 0.5 PV. Intermittent injection exhibited better performances than continuous injection and alternative injection of gas and liquid. Field application in TK202H cluster wells demonstrated that all three producers had a higher output and water cut reduction after profile control and displacement with N₂ foam. In conclusion, the proposed profile control and displacement technique with N₂ foam can effectively reduce water cut and enhance oil production in HTHS reservoirs with edge/bottom water in the Tahe Oilfield.

Key words: high-temperature and high-salinity reservoir; N₂ foam; profile control & displacement; enhanced oil recovery; foaming agent; water cut; Tahe Oilfield

塔河油田油藏埋深 4 000.00 m, 地层水矿化度为 21.27×10^4 mg/L, 原始地层温度为 130 ℃, 属于高温高盐油藏, 边底水活跃, 部分油井含水率达到 90% 以上, 常规聚合物驱等提高采收率技术不适用于该油田, 采收率提高难度很大。泡沫在地层中具有较高的视黏度, 遇油消泡、遇水稳定^[1], 在含水饱和度较高的部位具有较大的渗流阻力^[2], 可以有效增加中低渗透部位的驱替强度, 同时发泡剂一般都是性能优良的表面活性剂, 可在一定程度上降低油

水界面张力^[3]。因此, 泡沫调驱既可以改善波及效率, 也可以提高驱油效率^[4~7], 但目前国内的发泡剂主要适用于常规地层, 对适用于高温高盐油藏的耐温耐盐泡沫调驱体系的研究较少^[8~10]。为此, 笔者

收稿日期: 2015-11-02; 改回日期: 2016-07-01。

作者简介: 李亮(1984—), 男, 江苏连云港人, 2006 年毕业于大庆石油学院化学专业, 2009 年获中国石油大学(北京)应用化学专业硕士学位, 工程师, 主要从事调剖堵水及三次采油方面的研究工作。E-mail: liliang_xbsj@sinopec.com。

通过室内试验优选了发泡剂,并通过泡沫驱替试验,确定了泡沫注入量、注入时机以及注入方式,形成了适用于塔河油田高温高盐油藏的氮气泡沫调驱技术。

1 发泡剂的优选

将 GD-1、DF-2 和 GD-2 等 3 种阴离子型耐温耐盐发泡剂用矿化度 210 000 mg/L 的塔河油田地层水配制成质量分数 0.3%, 0.5%, 1.0%, 1.5% 和 2.0% 的溶液。取 GD-1、DF-2 和 GD-2 等 3 种发泡剂溶液各 100 mL 放入耐温老化釜中, 在 130 °C 温度下恒温静置 0~10 d; 每隔一定的时间测试一次发泡剂在氮气中的起泡体积和半衰期, 结果见图 1—图 6。

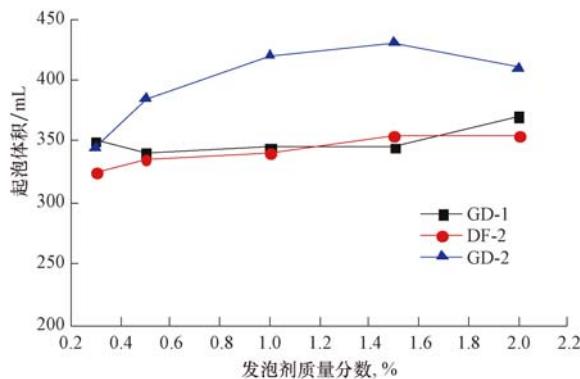


图 1 未老化时不同发泡剂的起泡体积

Fig. 1 Foaming volumes of different foaming agents without aging

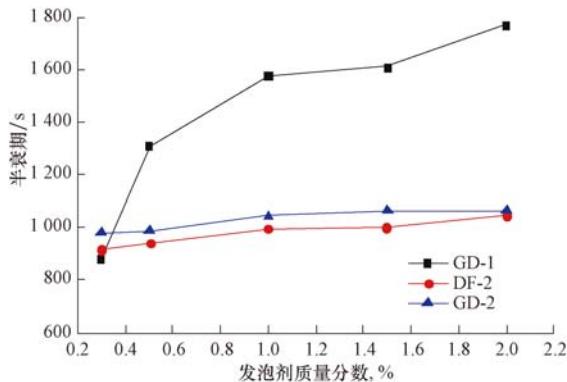


图 2 未老化时不同发泡剂的半衰期

Fig. 2 Half-lives of different foaming agents without aging

由图 1、图 3 和图 5 可知: 未老化时, 当发泡剂质量分数较低时 (0.3%), 3 种发泡剂的起泡体积相差不大; 随着发泡剂质量分数逐渐增大, 发泡剂 GD-2 的起泡体积逐渐增大, 质量分数为 1.5% 时起泡体积达到最大; GD-1 和 DF-2 两种发泡剂随着质量分数增大, 其起泡体积几乎不变; 这说明未老化时, 3 种发泡剂中 GD-2 的起泡性能最优。当老化 5 d 后,

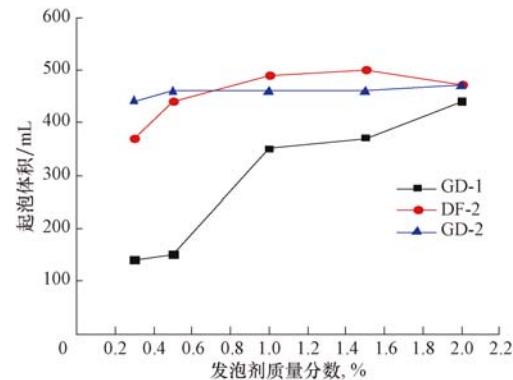


图 3 老化 5 d 后不同发泡剂的起泡体积

Fig. 3 Foaming volumes of different foaming agents with aging for 5 days

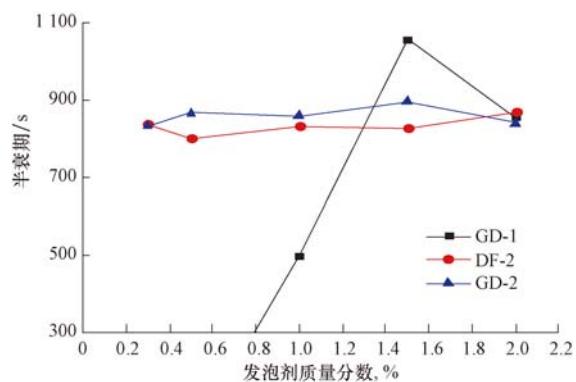


图 4 老化 5 d 后不同发泡剂的半衰期

Fig. 4 Half-lives of different foaming agents with aging for 5 days

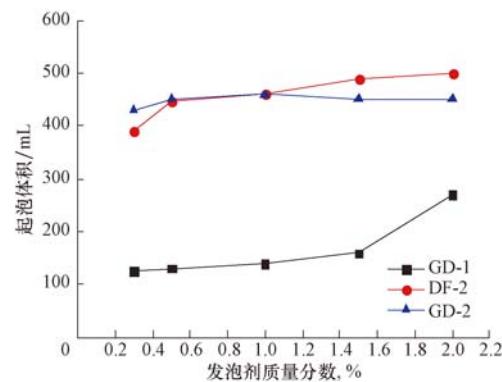


图 5 老化 10 d 后不同发泡剂的起泡体积

Fig. 5 Foaming volumes of different foaming agents with aging for 10 days

发泡剂 GD-1 的起泡性能明显下降, 质量分数低时起泡体积较低, 但对于发泡剂 DF-2 和 GD-2, 加量对起泡体积的影响不大, 而且随着老化时间延长, 发泡剂 DF-2 和 GD-2 的起泡体积较未老化时有所增大。当老化 10 d 后, 发泡剂 GD-1 的起泡体积较低, 不能满足需要, 但发泡剂 DF-2 和 GD-2 的起泡体积

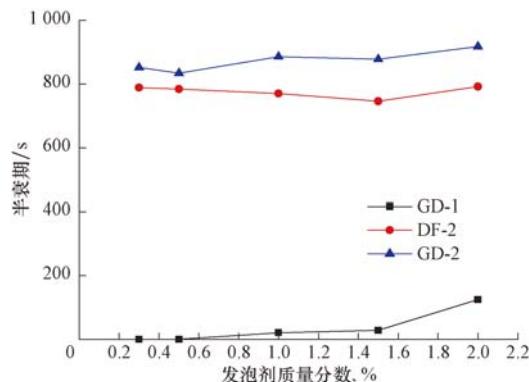


图 6 老化 10 d 后不同发泡剂的半衰期

Fig. 6 Half-lives of different foaming agents with aging for 10 days

几乎不变,而且这 2 种发泡剂的起泡体积也相差不大,且加量对其影响不明显。

由图 2、图 4 和图 6 可知:在未老化时,发泡剂 GD-1 的半衰期可以达到 1 800 s,发泡剂 DF-2 和 GD-2 的半衰期均在 1 000 s 左右,而且加量对发泡剂 DF-2 和 GD-2 半衰期的影响较小;当老化 5 d 后,质量分数小于 1.0% 时,发泡剂 GD-1 的半衰期

几乎为 0,当质量分数达到 1.0% 时,其半衰期也仅有 500 s,但发泡剂 DF-2 和 GD-2 的半衰期仍然可以维持在 850 s 左右;老化 10 d 后,发泡剂 GD-1 中的有效成分随着老化时间的延长已经失效,即使质量分数达到 2.0% 时,其半衰期仍然小于 200 s,发泡剂 DF-2 的半衰期约为 800 s,而 GD-2 发泡剂的半衰期仍可以达到 850 s。

由试验结果可知:在未老化的情况下,发泡剂 GD-1 的起泡体积和半衰期均最优,但是随着老化时间增长,其有效成分逐渐失效,不适用于高温高盐油藏;老化时间对发泡剂 DF-2 和 GD-2 的起泡体积及半衰期的影响不是很大,且加量对这 2 种发泡剂的起泡体积和半衰期影响较小,适用于高温高盐油藏。由于发泡剂 GD-2 的半衰期比发泡剂 DF-2 稍长,因此选用发泡剂 GD-2。

2 注入时机的确定

岩心驱替试验装置如图 7 所示,试验步骤为:

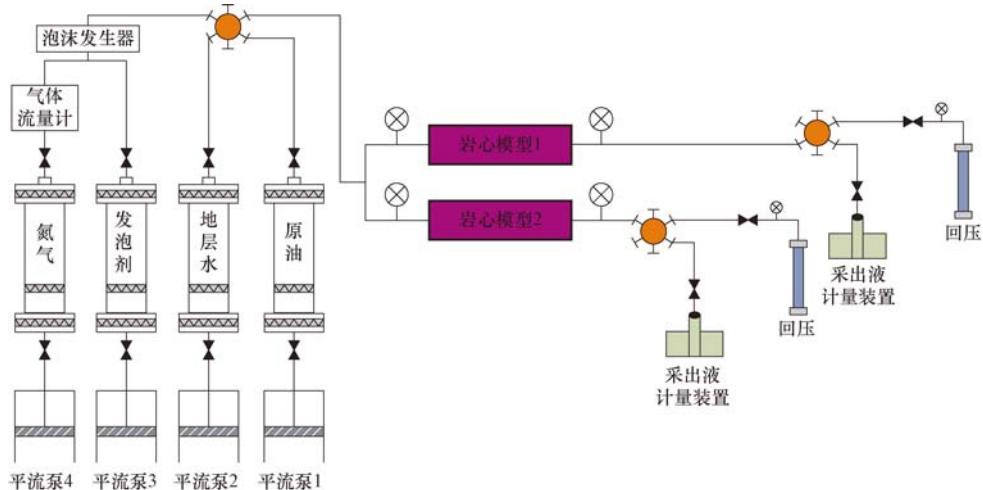


图 7 并联岩心驱替装置

Fig. 7 Parallel core displacement devices

1) 模拟塔河油田高温高压储层的条件,将石英砂按照一定配比填制填砂岩心模型;2) 利用气测渗透率仪测得填砂岩心模型的渗透率,并称取干重;3) 将填砂岩心模型抽真空 4 h 后饱和地层水,称取湿重,计算孔隙度;4) 将饱和地层水的填砂岩心模型置于恒温箱内,恒温 4 h;5) 测饱和地层水填砂岩心模型的水相渗透率;6) 用塔河油田高温高压油藏的原油驱替填砂岩心模型中的水直至驱替水量为 0,计算含油饱和度;7) 采用图 7 所示的试验装置并联 2 个饱和油、渗透率不同的填砂岩心模型,水驱至残余

油(综合含水率 80%),记录采收率情况及分流量变化;8) 以 2 mL/min 的速度注入 0.3 倍孔隙体积的氮气泡沫;9) 结束注氮气泡沫继续水驱至含水率为 98%,记录采收率;10) 改变填砂岩心模型的渗透率及注入氮气泡沫时的含水率进行驱替试验,记录采收率。填砂岩心模型的主要参数见表 1,试验结果见图 8。

由图 8 可知,在水驱至不同含水率时注入氮气泡沫,采收率均得到不同程度的提高,提高幅度为 17.10%~24.75%。但是综合来看,水驱至含水率

表 1 填砂岩心模型的主要参数

Table 1 Key parameters in the sand-filled core model

岩心 编号	渗透率 级差	渗透率/ mD	孔隙度, %	初始含油 饱和度, %	注泡沫时 含水率, %
1	5.7	5 780	39.42	85.24	60
2		1 021	39.56	88.36	
3	6.0	5 864	41.24	80.35	70
4		1 103	39.02	83.26	
5	6.0	6 019	42.36	85.69	80
6		1 106	39.26	81.36	
7	6.2	6 084	41.28	88.87	90
8		985	40.95	90.63	
9	6.1	5 892	41.35	85.35	98
10		965	39.27	91.24	

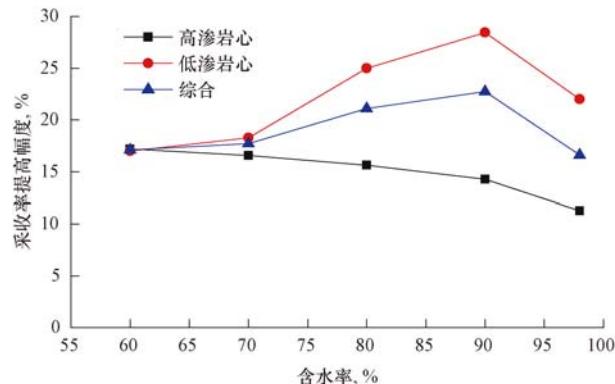


图 8 注泡沫时的含水率与采收率提高幅度的关系

Fig. 8 Correlation between the water cut and increased EOR during foam flooding

为 80%~90% 时注入氮气泡沫采收率提高幅度最高, 其原因在于: 在综合含水率较高时, 高渗层形成了比较明显的水流通道, 注入氮气泡沫后, 氮气泡沫沿着水流通道进入高渗层, 对于高渗层的封堵作用更强; 而且由于含水率较高时, 高渗层中的油要比低含水率时要少, 不容易消泡, 有利于泡沫的稳定性, 对高渗层的封堵比较明显, 使后续水驱对低渗层波及体积更大; 含水率太高(98%)时, 试验用岩心内部剩余油很少, 岩心的孔隙大部分已经被水占据, 水窜通道发育充分, 注入氮气泡沫之后, 氮气泡沫在水窜通道内的流动阻力较小, 不能形成有效的封堵, 波及体积没有得到提高, 无法驱替出未动用的原油, 结果是采收率提高幅度降低。因此, 塔河油田高温高盐油藏在应用氮气泡沫调驱技术时, 泡沫注入时机选择在水驱至含水率为 80%~90% 时。

3 注入量及注入方式的优选

3.1 注入量的优选

利用如图 7 所示的试验装置, 并联符合塔河油田储层条件的、不同渗透率的填砂岩心模型(主要参数见表 2), 测试注入 0.3, 0.5, 1.0, 2.0 和 3.0 倍孔隙体积氮气泡沫后, 继续水驱至含水率 98% 时的采收率, 结果见图 9。

表 2 泡沫注入量试验用岩心模型主要参数

Table 2 Key parameters of the core model used in determination of foam injection volume

岩心 编号	渗透率 级差	渗透率/ mD	孔隙度, %	初始含油饱和度, %	泡沫注入孔隙体积倍数
11	6.1	6 042	40.28	80.25	0.3
12		992	38.94	83.22	
13	5.8	5 976	39.57	86.18	0.5
14		1 024	39.04	88.26	
15	5.9	6 103	41.25	84.65	1.0
16		1 035	39.26	82.49	
17	6.2	5 886	40.60	83.20	2.0
18		947	40.22	80.38	
19	5.7	6 088	42.56	83.26	3.0
20		1 064	40.16	85.61	

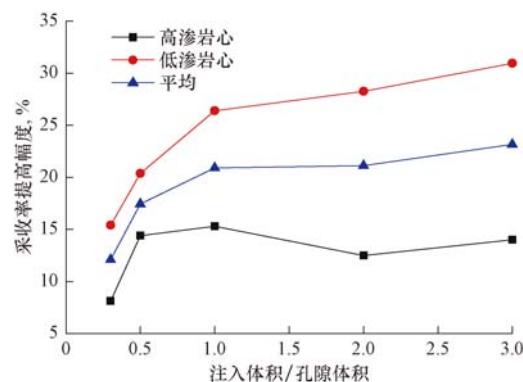


图 9 氮气泡沫注入量与采收率提高幅度的关系

Fig. 9 Correlation between foam injection volume and increased EOR

从图 9 可以看出, 随着氮气泡沫注入量增大, 采收率提高幅度增大, 但是高渗岩心采收率提高幅度的变化不明显(8.13%~15.30%), 低渗岩心采收率提高幅度为 15.40%~30.95%。原因在于随着氮气泡沫注入量增大, 氮气泡沫对于高渗层的封堵作用增强^[11~12], 泡沫更稳定, 在后续水驱时, 注入水大部分进入低渗层, 大大提高了水驱的波及体积。从图 9 还可以看出: 氮气泡沫注入量为 0.5 倍孔隙体

积时,采收率提高幅度最大;氮气泡沫注入量超过0.5倍孔隙体积后,采收率提高幅度开始降低,增加幅度趋于平缓。这是因为,随着氮气泡沫注入量增大,岩心内部的泡沫浓度增大,由于存在贾敏效应,泡沫的封堵能力增强,但是岩心内的泡沫存在临界浓度,当泡沫达到临界浓度后再增大注入量,泡沫的封堵作用不再明显增强。因此,从采收率提高幅度和经济角度考虑,塔河油田高温高盐油藏进行氮气泡沫调驱时,氮气泡沫注入量应控制在0.5倍孔隙体积。

3.2 注入方式的优选

泡沫的注入方式是影响泡沫调驱效果的一个重要因素^[13],利用如图7所示的试验装置,采用模拟塔河油田储层条件的、不同渗透率的填砂岩心模型(主要参数见表3),进行连续注入、段塞注入以及气液交替注入方式下的驱替试验,结果见图10。

表3 注入方式优选试验用岩心模型的主要参数

Table 3 Key parameters of the core model used in the identification of the optimal injection mode

岩心编号	渗透率级差	渗透率/mD	孔隙度, %	初始含油饱和度, %	注入方式
21	5.7	2 141	40.28	87.24	连续
22		376	38.94	83.22	
23	5.9	1 956	39.58	85.02	段塞
24		332	38.04	83.80	
25	5.8	2 021	40.28	86.54	气液交替
26		350	38.56	87.25	

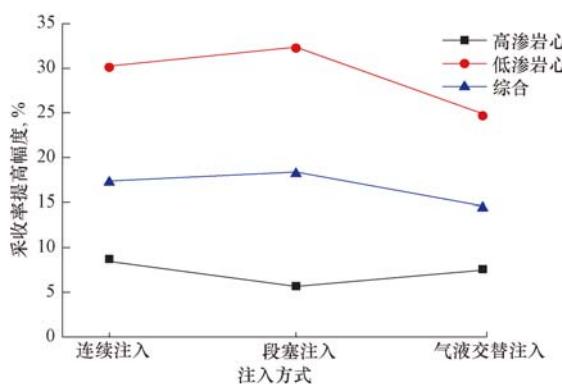


图10 注入方式与采收率提高幅度的关系

Fig. 10 Correlation between the injection mode and increased EOR

从图10可以看出,采用段塞注入方式采收率提高幅度最大,而且在试验过程中发现随着氮气泡沫的注入,综合含水率降低了10%~20%。分析认为,这是因为采用段塞注入方式时,氮气泡沫对高低

渗岩心的分流作用持续时间要长,形成的泡沫质量较好,数量较多,调剖效果要优于连续注入和气液交替注入^[14]。因此,塔河油田高温高盐油藏进行氮气泡沫调驱时,采用段塞注入方式注入氮气泡沫。

4 现场试验

塔河油田TK202H井组主要开采塔河油田二区三叠系中油组,该油组分为3个韵律段,多为正韵律或箱状砂体,岩性为中粗砂岩,极少发育夹层,储层物性较好,平均孔隙度为23.0%,属中孔、中高渗储层。地层原油黏度为0.554 mPa·s,地层水矿化度为 21.27×10^4 mg/L,钙镁离子质量浓度为12 156 mg/L,原始地层压力为48.85 MPa,原始地层温度为130 °C。TK202H井组包括注入井TK202H井及生产井TK202-1H井、AN1-2井和TK240H井,井距大于100.00 m,各井连通性好。该井组于1997年7月开始投入开发,泡沫调驱前生产井平均产液量为131 m³/d,含水率高达92.1%,采出程度为33.6%。

根据油藏温度和压力条件,设计注入0.1倍孔隙体积的氮气泡沫,分6个轮次注入,每个轮次均注入氮气 50×10^4 m³,发泡剂GD-2溶液500 m³。图11—图13为3口生产井氮气泡沫调驱前后的生产情况。

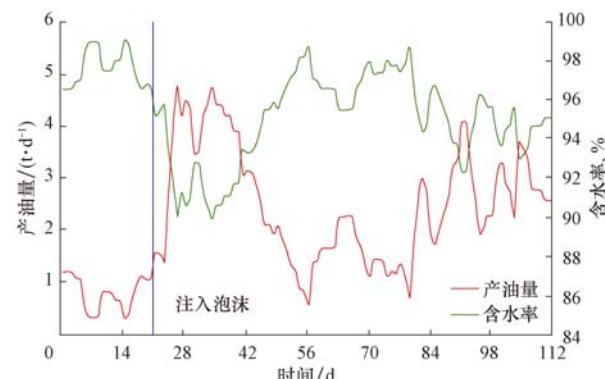


图11 TK240H井氮气泡沫调驱前后的生产情况

Fig. 11 Changes in production performances before and after pilot tests for foam flooding in Well TK240H

由图11可知:氮气泡沫调驱开始后,TK240H井的产油量由1.05 t/d升至4.50 t/d,含水率从97.8%降至91.6%,且产油量持续20 d后开始降低,含水率开始上升;随着后续泡沫的注入,产油量再次上升,含水率再次降低,说明注入氮气泡沫后,TK240H井生产状况得到了改善。由图12可知,

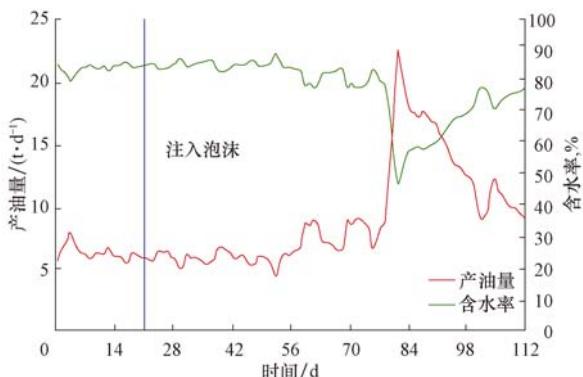


图 12 TK202-1H 井氮气泡沫调驱前后的生产情况

Fig. 12 Changes in production before and after pilot tests for foam flooding in Well TK202-1H

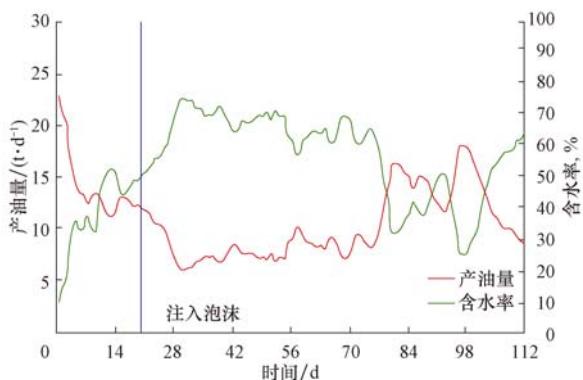


图 13 AN1-2 井氮气泡沫调驱前后的生产情况

Fig. 13 Changes in production before and after pilot tests for foam flooding in Well AN1-2

与 TK240H 井不同,TK202-1H 井在第 1 次注入氮气泡沫后,生产状况没有明显改变,但是在后续注泡沫后(自第 1 次注入泡沫 57 d 后),产油量明显提高,由 6.51 t/d 增至 22.84 t/d,含水率从 84.9% 降至 47.0%,增油降水效果优于 TK240H 井。由图 13 可知,AN1-2 井在注入氮气泡沫之后,降水增油效果不如 TK240H 井和 TK202-1H 井明显,含水率降低较少,但也有了一定的改善。

5 结 论

1) 发泡剂 GD-2 的发泡能力优于发泡剂 DF-2 和 GD-1,具有良好的耐温抗盐性能,其加量对起泡体积和半衰期影响较小。

2) 室内试验表明:氮气泡沫的注入量控制在 0.5 倍孔隙体积左右,采收率提高幅度最大;水驱至含水率 80%~90% 时注入氮气泡沫调驱的效果最好;段塞注入方式下采收率提高幅度比连续注入方式和气液交替注入方式高。

3) TK202H 井组的现场试验表明,塔河油田高

温高盐油藏采用氮气泡沫调驱技术能提高油井产油量、降低含水率。

参 考 文 献

References

- WANG Demin, CHENG Jiecheng, WU Junzheng, et al. Summary of ASP pilots in Daqing Oilfield[R]. SPE 57288, 1999.
- 胡小东, 侯明, 胡文庭. 超低界面张力表面活性剂体系的研究及应用[J]. 吐哈油气, 2011, 16(2): 156-158.
- HU Xiaodong, HOU Mingming, HU Wenting. Study and application of ultra-low interfacial tension surfactants[J]. Tuha Oil & Gas, 2011, 16(2): 156-158.
- FULCHER R A Jr, ERTEKIN T, STAHL C D. Effect of capillary number and its constituents on two-phase relative permeability curves[R]. SPE 12170, 1985.
- 李秋, 杜建芬, 郭平. 新型抗高温高盐泡沫体系性能测试与评价[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2011, 13(2): 9-11.
- LI Qiu, DU Jianfen, GUO Ping. Performance test and evaluation of the new type foam system against high salinity and high temperature[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Sciences Edition), 2011, 13(2): 9-11.
- YIN Guoqiang, GRIGG R B, SVEC Y. Oil recovery and surfactant adsorption during CO₂-foam flooding[R]. OTC 19787, 2009.
- 李雪松. 无碱低张力泡沫复合驱油体系室内试验研究[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(1): 130-133, 150.
- LI Xuesong. Laboratory study on foam combination flooding system without alkali and low interfacial tension[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(1): 130-133, 150.
- 李干佐, 林元, 王秀文, 等. Tween80 表面活性剂复合驱油体系研究[J]. 油田化学, 1994, 11(2): 152-156.
- LI Ganzuo, LIN Yuan, WANG Xiuwen, et al. A new ASP-flooding solution of nonionic surfactant Tween-80 for the pilot test[J]. Oilfield Chemistry, 1994, 11(2): 152-156.
- BERNARD G C, HOLM L W, HARVEY C P. Use of surfactant to reduce CO₂ mobility in oil displacement[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1980, 20(4): 281-292.
- 李兆敏, 孙茂盛, 林日亿, 等. 泡沫封堵及选择性分流实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 115-118.
- LI Zhaomin, SUN Maocheng, LIN Riyi, et al. Laboratory study on foam plugging and selective divided-flow[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 115-118.
- 赵淑霞, 彭彦素, 于红军, 等. 氮气泡沫驱提高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.
- 姜瑞忠, 杨仁锋. 涠洲 11-4 油田泡沫驱提高采收率可行性论证[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(2): 49-51.
- JIANG Ruizhong, YANG Renfeng. Feasibility analysis of EOR by foam flooding in Weizhou 1-14 Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(2): 49-51.
- 张星, 赵金省, 张明, 等. 氮气泡沫在多孔介质中的封堵特性及其影响因素研究[J]. 石油与天然气化工, 2009, 38(3): 227-230.
- ZHANG Xing, ZHAO Jinsheng, ZHANG Ming, et al. Study on blocking ability and influential factors of N₂ foam in porous media[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2009, 38(3): 227-230.