



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2023.07.28.01

文章编号: 1674-5086(2025)03-0179-08

中图分类号: TE345

文献标志码: A

海上水平井蒸汽驱泡沫堵调技术研究与应用

唐晓旭^{1,2,3}, 王 成^{1,2,3*}, 韩晓冬^{1,2,3}, 苑玉静^{1,2,3}, 任 磊^{1,2,3}

1. 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 朝阳 102209

2. 中国海洋石油集团有限公司海上稠油热采重点实验室, 天津 滨海新区 300459

3. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 滨海新区 300459

摘 要: 泡沫堵调能够改善蒸汽驱吸汽剖面, 扩大蒸汽波及范围, 是改善蒸汽驱开发效果的有效措施。针对渤海 N 油田蒸汽驱过程中面临的海上环境复杂、作业施工风险大和大井距水平井堵调难度大等特点, 开展海上大井距水平井蒸汽驱泡沫堵调研究。通过室内实验, 评价了耐高温起泡剂的关键性能指标。RFA-1 耐高温起泡剂耐温可达 350 °C, 高温环境下阻力因子可达 44, 具有良好的堵调性能。通过现场实施, 验证了泡沫堵调改善蒸汽驱开发效果的有效性, 泡沫段塞堵调能够有效控水, 改善吸汽剖面, 措施过程中, 窜流井含水率明显降低, 由 81.7% 最低降至 47.0%, 阶段增油约 800 t。

关键词: 海上稠油; 蒸汽驱; 水平井, 泡沫堵调; 矿场实施

Research and Application of Foam Plugging in Horizontal Wells Steam Flooding of Offshore Oilfield

TANG Xiaoxu^{1,2,3}, WANG Cheng^{1,2,3*}, HAN Xiaodong^{1,2,3}, YUAN Yujing^{1,2,3}, REN Lei^{1,2,3}

1. State Key Laboratory of Offshore Oil and Gas Exploitation, Chaoyang, Beijing 102209, China

2. Key Laboratory of Offshore Heavy Oil Thermal Recovery, CNOOC, Binhai New Area, Tianjin 300459, China

3. China Limited, Tianjin Branch, CNOOC, Binhai New Area, Tianjin 300459, China

Abstract: Foam plugging can improve steam profile and expand steam sweeping area, which is an effective measure to improve the development effect of steam flooding. In view of the characteristics of steam flooding of N Oilfield in Bohai, such as complex offshore environment, high operation and construction risk, and difficulty in plugging for horizontal wells with large spacing, the research on foam plugging for steam flooding in offshore horizontal wells with large well spacing was carried out. The key performance indexes of high temperature resistant foaming agent were evaluated through laboratory experiments. The RFA-1 foaming agent can withstand temperature up to 350 °C, and the resistance factor can reach 44 in high temperature environment, which has good plugging and adjusting performance. The field tests verified the effectiveness of foam plugging to improve the development effect of steam flooding. Foam plugging can effectively control water and improve steam profile. In application, the water cut of the cross-flow well decreased significantly from 81.7% to 47.0%, and the oil was increased by about 800 t.

Keywords: offshore heavy oil; steam flooding; horizontal well; foam plugging; field test

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.te.20250520.0831.008.html>

唐晓旭, 王 成, 韩晓冬, 等. 海上水平井蒸汽驱泡沫堵调技术研究与应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(3): 179-186.

TANG Xiaoxu, WANG Cheng, HAN Xiaodong, et al. Research and Application of Foam Plugging in Horizontal Wells Steam Flooding of Offshore Oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(3): 179-186.

* 收稿日期: 2023-07-28 网络出版时间: 2025-05-20

通信作者: 王 成, E-mail: sygc156@163.com

基金项目: 中国海洋石油有限公司“十四五”重大科技项目(KJGG2022-0602)

引言

渤海油田稠油资源储量规模大^[1-3],自 2008 年以来,在渤海湾地区逐步开展多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的热采先导性试验研究^[4-7]。但是随着吞吐轮次增加,油藏压力逐渐降低,继续吞吐的经济效益变差^[8]。蒸汽驱是接替吞吐开采的最主要稠油热采方式,2020 年在渤海 N 油田开展海上大井距水平井蒸汽驱先导试验^[9-10]。蒸汽驱开发存在诸多问题,容易发生汽窜,导致蒸汽波及范围有限^[11-13]。注入高温堵剂,封堵汽窜通道,使后续注入的蒸汽转向至蒸汽未波及的区域,可以有效提高蒸汽驱波及体积、提高蒸汽驱经济效益和采收率^[14-15]。用于蒸汽驱调剖的高温堵剂种类较多,按堵剂化学成分和性能可分为无机类(水泥,粉煤灰)、高温泡沫类(Thermphoam BWD, SD1000, Suntech IV 等)、高分子凝胶类(酚醛树脂,木质素类^[16-18])。海上油田环境复杂,作业施工风险大,陆地成功经验无法直接应用于海上油田,需要探索研究适用于海上大井距水平井蒸汽驱的调剖体系。

结合海上油田特征和蒸汽驱初期窜流特点,认为泡沫调剖是行之有效且安全性较高的调剖措施。泡沫流体具有较大的视黏度以及选择性封堵特性,能够改善油层的吸汽剖面,扩大油层的宏观波及范围^[19-22]。本文通过室内实验,评价了耐高温发泡剂的主要性能,通过矿场实施效果分析,评价了泡沫调剖改善大井距水平井蒸汽驱吸汽剖面的效果,为进一步优选调剖体系、优化注入参数提供了依据。

1 耐高温起泡剂性能评价

渤海 N 油田水平井蒸汽驱开采过程中,蒸汽温度可达 300~350 °C,常规起泡剂在高温下易分解,发泡性能变差,无法满足现场应用需求。本文选用的耐高温起泡剂在苯环结构上加入耐高温基团,大幅提高其在高温条件下的起泡性能和封堵性能。

1.1 耐温性能

将 100 mL 质量分数为 0.5% 的 RFA-1 耐高温起泡剂溶液置于微型反应釜中,拧紧微型反应釜螺栓,冲入氮气至 4 MPa,再将氮气放出,重复充放氮气操作 3 次,排出反应釜中氧气。最后充入氮

气至 2 MPa,连接热电偶,启动微型反应釜电源开关,设置微型反应釜温度分别为 25、100、200、300 和 350 °C,恒温老化 72 h 后,在室温下对起泡剂有效物进行滴定分析,结果如表 1 所示。可以看出,RFA-1 耐高温起泡剂有较强的耐高温性能,350 °C 老化后活性含量仍能保持在 95% 以上,可以满足蒸汽开采的耐温需求。

表 1 RFA-1 耐高温起泡剂高温处理后有效物滴定分析
Tab. 1 Titration analysis of effective substance after high temperature treatment of RFA-1 foaming agent

温度/°C	滴定体积/mL	有效浓度/(mol·L ⁻¹)	老化样品活性物含量/%
25	33.07	0.013 56	100.00
100	32.47	0.013 41	98.89
200	32.12	0.013 25	97.71
300	34.46	0.013 08	96.46
350	33.46	0.012 93	95.35

1.2 发泡性能及泡沫稳定性

采用静态起泡性能评价方法测定 RFA-1 耐高温起泡剂的发泡性能和泡沫稳定性,主要测定起泡体积和半衰期。

首先,配制 N 油田模拟地层水;然后,用模拟地层水分别配制不同浓度的起泡剂溶液 100 mL,搅拌均匀,将起泡剂溶液倒入搅拌杯;再将搅拌杯放置至高速搅拌机中搅拌,转速 8 000 r/min,搅拌时间 2 min;最后,将搅拌生成的泡沫倒入 500 mL 量筒,并记录起泡体积和析液半衰期。

为了进一步评价起泡剂的耐温性能和含油量对发泡性能的影响,分别开展了不同老化温度、不同含油量条件下的发泡性能及泡沫稳定性评价实验,结果如表 2 所示。可以看出,起泡剂发泡性能良好,不含油条件下发泡体积为溶液体积的 4~5 倍。随着起泡剂浓度增加,发泡体积和半衰期增加,当起泡剂浓度超过 0.50% 后,继续增加起泡剂浓度,发泡剂和半衰期的增加幅度很小。老化温度对起泡体积的影响极不明显,350 °C 老化后,起泡剂的发泡体积仅减少 2% 左右;老化温度对半衰期有一定影响,350 °C 老化后,泡沫的半衰期减少 15%~20%。含油量对起泡剂的发泡性能有明显影响,含油量 20% 时,起泡体积减少 15%~30%,符合泡沫遇油消泡的基本规律。

综上所述,RFA-1 耐高温起泡剂具有良好的发泡性能和耐温性能,高温老化后半衰期虽然略有缩短,但仍能满足应用要求。

表 2 RFA-1 耐高温起泡剂发泡性能及泡沫稳定性评价

Tab. 2 Foaming performance and foam stability evaluation of RFA-1 foaming agent

起泡剂浓 度/%	25 °C 老化含 油量 0%		150 °C 老化 含油量 0%		250 °C 老化 含油量 0%		350 °C 老化 含油量 0%		350 °C 老化 含油量 10%		350 °C 老化 含油量 20%	
	起泡体 积/mL	半衰 期/s	起泡体 积/mL	半衰 期/s	起泡体 积/mL	半衰 期/s	起泡体 积/mL	半衰 期/s	起泡体 积/mL	半衰 期/s	起泡体 积/mL	半衰 期/s
0.05	170	15	170	15	165	13	165	12	120	12	110	10
0.10	335	305	335	264	330	271	330	262	280	282	265	265
0.20	395	331	390	277	390	278	385	275	330	305	320	280
0.30	420	342	415	302	410	298	410	309	360	324	335	300
0.40	450	338	450	300	445	300	440	302	360	322	335	304
0.50	475	341	480	306	470	305	470	300	375	329	350	310
0.70	490	350	495	322	490	321	490	319	390	334	350	325
1.00	500	356	500	335	500	330	495	326	410	338	375	328

1.3 封堵性能

高温起泡剂的阻力因子是泡沫在孔喉中通过贾敏效应堵塞产生的压差与基础压差之比,反映了泡沫在孔喉中的成泡能力和堵调能力,是评价起泡剂最重要的指标。通过一维填砂管驱替实验,分别评价了温度、起泡剂浓度、含油饱和度等参数对起泡剂阻力因子的影响,实验结果如表 3 所示。

由实验 1~实验 5 可以看出,随着温度的升高,泡沫阻力因子逐渐降低。这是因为随着环境温度

升高,泡沫稳定性逐渐变差。但是,350 °C 时,耐温泡沫仍表现出良好的封堵能力,阻力因子可达 44,能够满足蒸汽驱封堵条件。由实验 6~实验 10 可以看出,随着起泡剂浓度增加,起泡剂的阻力因子明显增大,当浓度超过 1.0% 后,起泡剂的阻力因子增长明显放缓。由实验 9、实验 11~实验 16 可以看出,随着含油饱和度的增加,起泡剂阻力因子急剧下降,当含油饱和度超过 30% 时,起泡剂的阻力因子降至 10 以下,具有明显的遇油消泡、堵水不堵油特征。

表 3 RFA-1 耐高温起泡剂封堵性能评价

Tab. 3 Evaluation of sealing performance of RFA-1 foaming agent

实验编号	测试温度/°C	起泡剂浓度/%	含油饱和度/%	岩芯渗透率/mD	原始压差/MPa	稳定压差/MPa	阻力因子/无因次
1	50	1.0	0	2 994	0.010	0.910	91
2	120	1.0	0	3 018	0.009	0.800	89
3	240	1.0	0	3 011	0.009	0.600	67
4	300	1.0	0	2 984	0.010	0.580	58
5	350	1.0	0	3 013	0.011	0.480	44
6	240	0.1	0	3 057	0.010	0.055	6
7	240	0.3	0	3 030	0.010	0.165	17
8	240	0.5	0	2 992	0.009	0.495	55
9	240	1.0	0	2 991	0.010	0.682	68
10	240	1.5	0	3 079	0.010	0.737	74
11	240	1.0	5	3 019	0.009	0.504	56
12	240	1.0	10	3 037	0.010	0.405	41
13	240	1.0	20	3 008	0.010	0.225	23
14	240	1.0	30	3 028	0.011	0.108	10
15	240	1.0	50	3 022	0.010	0.045	5
16	240	1.0	70	3 016	0.010	0.018	2

1.4 驱油效果

泡沫能够封堵高渗通道,扩大波及范围,明显提高驱油效率。通过三维水平井蒸汽驱模拟实验,评价了高温泡沫的调驱作用对驱油效率的影响。实验流程如图 1 所示,实验设备主要包括 4 个系统,分别

是注入系统、油藏模型系统、数据采集系统和采出系统。根据蒸汽驱模拟实验相似准则,确定了蒸汽驱物理模拟实验的模型参数和操作参数,如表 4 所示。油藏模型内部按 6 排 8 列均匀分布温度传感器 48 个,以便实验过程中获取模型的温度场图。

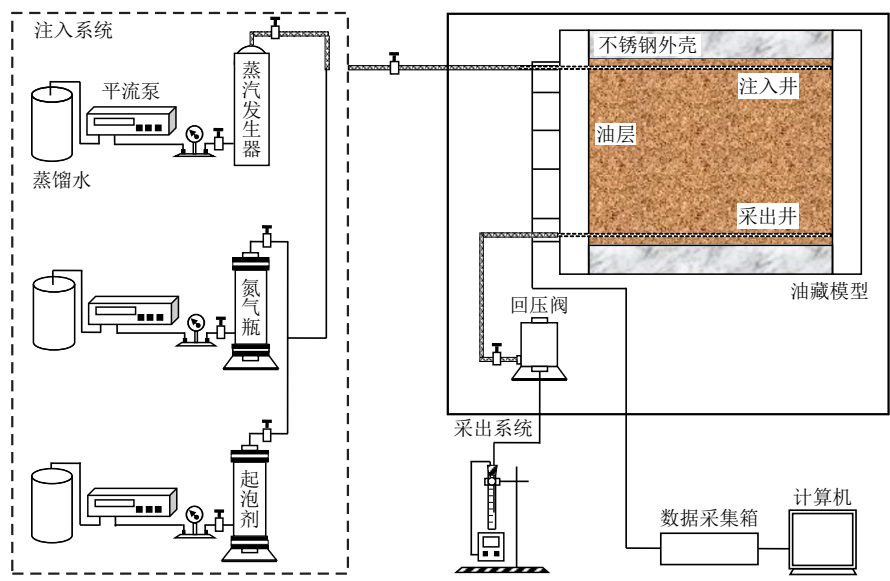


图 1 三维水平井蒸汽驱模拟实验流程示意图

Fig. 1 Schematic diagram of 3D steam flooding simulation experiment with horizontal wells

表 4 蒸汽驱模拟实验关键参数

Tab. 4 Key parameters of steam flooding simulation experiment

模型	井型	井筒半径/m	井距/m	水平井长度/m	油层厚度/m
油藏原型	水平井	0.100	100.0	100.0	10.00
物理模型	水平井	0.003	0.5	0.5	0.05
相似比		1 : 67	1 : 200	1 : 200	1 : 200

模型	孔隙度/%	原始含油饱和度/%	原油黏度/(mPa·s)	油藏温度/°C	原始地层压力/MPa
油藏原型	33	68	650	51	5
物理模型	33	68	650	51	5
相似比	1 : 1	1 : 1	1 : 1	1 : 1	1 : 1

蒸汽驱模拟实验结果如图 2 所示,实验过程中,油藏模型温度场如图 3 所示。蒸汽驱之前,先进行蒸汽吞吐,实现油藏泄压和预热,当模型压力降低至 5 MPa 时,转入蒸汽驱生产阶段。蒸汽吞吐阶段共采出油 113.6 mL,阶段采收率 4.05%,蒸汽吞吐结束后,两口井周围温度有所上升,但由于井距较大,未形成有效热连通,如图 3a 所示。

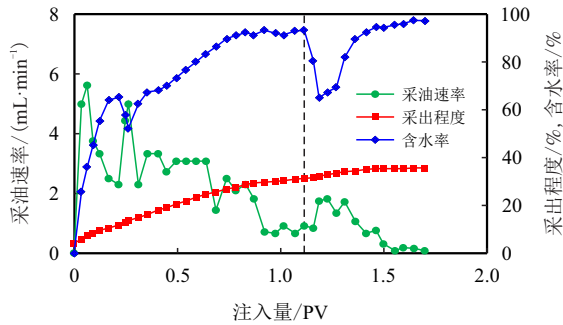


图 2 蒸汽驱模拟实验开采动态

Fig. 2 Production performance of steam flooding simulation experiment

随后转蒸汽驱开采。蒸汽驱开采初期,产油量

快速增大,瞬时油气比最高可达 0.5。注入量达到 0.7 PV 后,开始发生汽窜,此时采出程度为 25.44%。继续注蒸汽,采出程度提高幅度变缓。注入量 1.1 PV 时,汽窜严重,此时采出程度为 31.18%。由图 3b、图 3c、图 3d 和图 3e 可以看出,蒸汽驱过程中,注入蒸汽沿水平井指端优势通道发生窜流,形成明显的主流通,蒸汽前缘突破后,波及范围很难进一步扩大,注采井间存在大量剩余油。

为了进一步扩大波及范围,改善蒸汽开采效果,进行蒸汽驱 + 泡沫调堵实验。注蒸汽过程中,伴注 1.0% 的耐高温起泡剂,并伴注氮气。由图 2 和图 3f、图 3g 可以看出,泡沫调堵初期,含水率明显降低,由 93.45% 最低降至 65.12%,采油速率明显升高,波及范围有所扩大,但是随着泡沫的持续注入,调堵效果变差。累计注蒸汽体积 1.6 PV 时,再次发生汽窜,此时采出程度为 35.39%,泡沫调堵阶段采出程度提高 4.21%。氮气泡沫能够调整吸汽剖面,改善蒸汽驱开采效果。

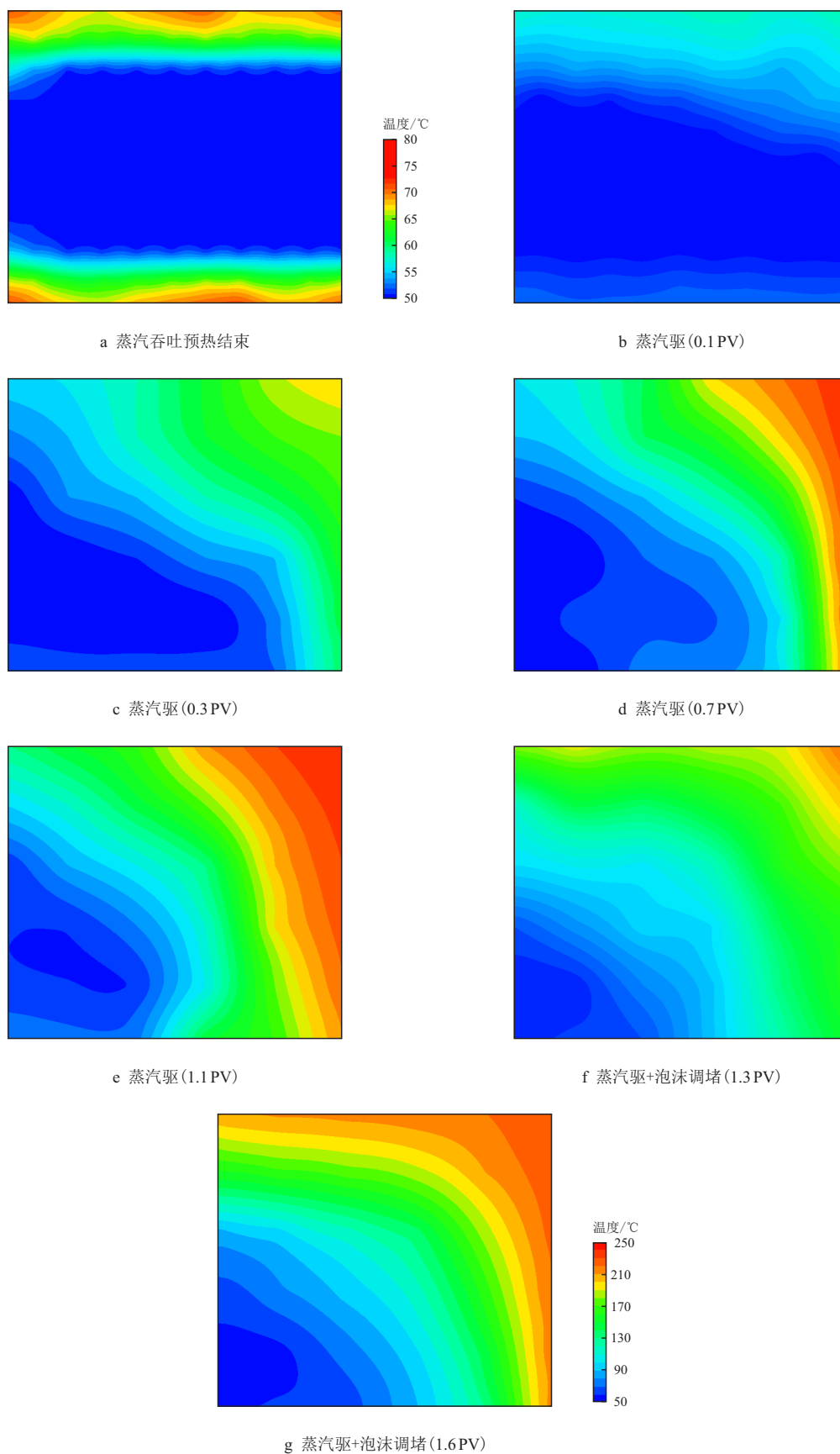


图3 蒸汽驱模拟实验温度场

Fig. 3 Temperature field of steam flooding simulation experiment

2 矿场实施效果

2.1 试验区概况

渤海 N 油田位于渤海海域中部,处于石臼坨凸起的西南端,周围被秦南凹陷、南堡凹陷以及渤中凹陷环绕,油层主要集中在明化镇组下段和馆陶组顶部,属于高孔高渗储层。渤海 N 油田南区为稠油油藏,地层原油密度和黏度分别为 $0.954\sim 0.987\text{ g/cm}^3$ 和 $450\sim 620\text{ mPa}\cdot\text{s}$, 平均值分别为 0.963 g/cm^3 和 $473\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。2005 年 9 月投产,初期衰竭开采,截至 2008 年 8 月,共开井 23 口,采出程度 0.72%,冷采效果差。2008 年,主力砂体采用水平井多元热流体吞吐,热采产能可达冷采的 2~3 倍。但随着多轮次吞吐的衰竭开发,试验区热采产能持续下降、经济性也逐渐变差。为降低先导试验阶段的投资风险,综合对比地层压力、井网完善程度、油层厚度和含油饱和度等条件,选择 N 油田 S 井区作为蒸汽驱先导试验区。S 井区储层厚度 5~8 m,边水能量弱,转驱前,综合含水 39.6%,采出程度 20.5%,平均地层压力 5.0 MPa。该井区共有 8 口井,井距 200~300 m,如图 4 所示,其中, B5 井为注汽井,其他井均为生产井。

2020 年 6 月,渤海 N 油田 S 井区开始转蒸汽驱。初期注入湿饱和蒸汽,注汽速度 280 t/d,井口温度 $280\sim 310\text{ }^{\circ}\text{C}$,井口干度 0.85 左右。2021 年 3 月,开始注过热蒸汽。过热蒸汽注入速度为 250 t/d,井口干度 1.00,过热度 $20\sim 25\text{ }^{\circ}\text{C}$,注汽压力 $10.0\sim 11.0\text{ MPa}$ 。截至 2021 年 12 月,累计注蒸汽 9.07 t,其中湿饱和蒸汽 2.97 t,过热蒸汽 6.10 t。

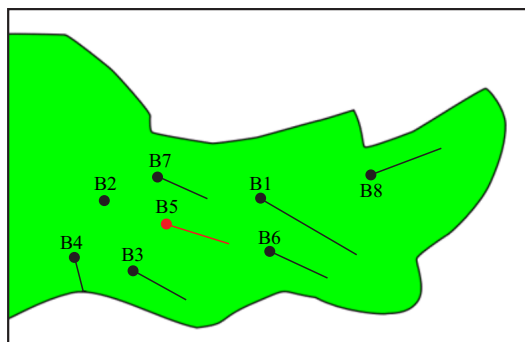


图 4 渤海 N 油田 S 井区油藏和井位示意图

Fig. 4 Reservoir and well location of S Area, N Oilfield, Bohai Bay

2.2 实施效果

注汽过程中, B1 井温度升高较快,如图 5 所示,过早形成热连通,导致注汽井吸汽剖面不均,

影响蒸汽腔发育。为了改善吸汽剖面,注汽井注泡沫段塞调剖。2021-08-25—2021-09-13,累计注入起泡剂 70 t,起泡剂有效浓度 1.0%。泡沫调剖后含水率明显降低,由 81.7% 最低降至 47.0%,如图 6 所示,阶段增油约 800 t,投入产出比 1.4。现场实施效果表明,泡沫能够有效控水,改善吸汽剖面,但是有效期较短,需要进一步优化体系强度和注入参数。

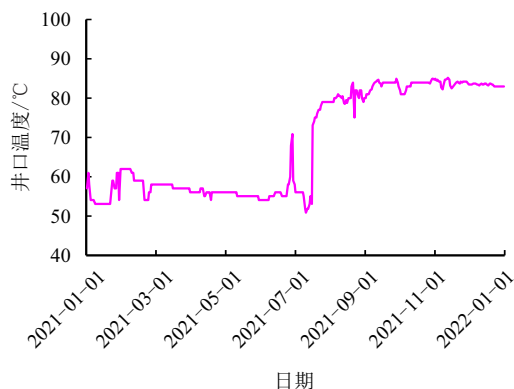


图 5 N 油田 B1 井井口温度

Fig. 5 Wellhead temperature of Well B1 in N Oilfield

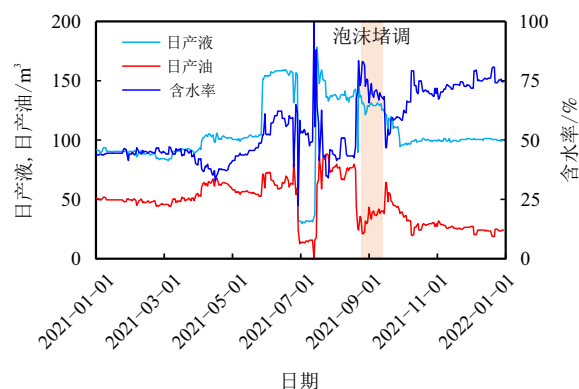


图 6 N 油田 B1 井生产动态

Fig. 6 Production performance of Well B1 in N Oilfield

3 结 论

1) 室内评价实验表明, RFA-1 耐高温起泡剂具有较强的耐高温性能, $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ 老化后活性含量仍能保持在 95% 以上, $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ 高温环境下阻力因子可达 44, 封堵性能良好, 能够满足蒸汽驱堵调需求。

2) 室内模拟实验表明, 蒸汽驱过程中, 注入蒸汽沿水平井指端优先发生窜流, 形成明显的窜流通道, 蒸汽前缘突破后, 波及范围难以进一步扩大, 通过泡沫堵调, 可进一步提高采收率 4.21%, 氮气泡沫能够有效调整吸汽剖面, 改善蒸汽驱开采效果。

3) 矿场实施效果表明,泡沫段塞堵调能够有效控水,改善吸汽剖面,措施过程中,窜流并含水率明显降低,由 81.7% 最低降至 47.0%,阶段增油约 800 t,投入产出比 1.4。但是泡沫堵调有效期较短,需要进一步优化体系强度和注入参数。

参考文献

- [1] 郭太现,苏彦春.渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J].中国海上油气,2013,25(4):26-30,35.
GUO Taixian, SU Yanchun. Current status and technical development direction in heavy oil reservoir development in Bohai oilfields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 26-30, 35.
- [2] 谢玉洪.中国海油近海油气勘探实践与思考[J].中国海上油气,2020,32(2):1-13. doi: 10.11935/j.issn.1673-1506.2020.02.001
XIE Yuhong. Practices and thoughts of CNOOC offshore oil and gas exploration[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(2): 1-13. doi: 10.11935/j.issn.1673-1506.2020.02.001
- [3] 苏彦春,郑伟,杨仁锋,等.海上稠油油田热采开发现状与展望[J].中国海上油气,2023,35(5):100-106. doi: 10.11935/j.issn.1673-1506.2023.05.010
SU Yanchun, ZHENG Wei, YANG Renfeng, et al. Current status and prospect of thermal recovery processes for offshore heavy oilfields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 100-106. doi: 10.11935/j.issn.1673-1506.2023.05.010
- [4] 黄琴,蔡晖,桑丹,等.海上稠油油田水平井多轮蒸汽吞吐生产规律研究[J].非常规油气,2023,10(2):76-79,100. doi: 10.19901/j.fcgyq.2023.02.10
HUANG Qin, CAI Hui, SANG Dan, et al. Study on development law of horizontal well multiple cyclic steam stimulation for offshore heavy oilfields[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 76-79. doi: 10.19901/j.fcgyq.-2023.02.10
- [5] 李晓宇,孙晓飞,蔡佳明,等.海上稠油超临界多元热流体驱油特征物理模拟[J].断块油气田,2023,30(4):545-551. doi: 10.6056/dkyqt202304003
LI Xiaoyu, SUN Xiaofei, CAI Jiaming, et al. Physical simulation study on oil flooding characteristics of supercritical multiple-thermal fluids in offshore heavy oil reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(4): 545-551. doi: 10.6056/dkyqt202304003
- [6] 唐晓旭,马跃,孙永涛.海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J].中国海上油气,2011,23(3):185-188. doi: 10.3969/j.issn.1673-1506.2011.03.010
TANG Xiaoxu, MA Yue, SUN Yongtao. Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(3): 185-188. doi: 10.3969/j.issn.1673-1506.2011.03.010
- [7] SUN Yongtao, ZHAO Lichang, LIN Tao, et al. Case study: Thermal enhance Bohai offshore heavy oil recovery by co-stimulation of steam and gases[C]. SPE 165410-MS, 2013. doi: 10.2118/165410-MS
- [8] 李浩,潘广明,聂玲玲,等.渤海湾盆地A油田水平井网下热采气窜主控因素[J].石油地质与工程,2019,33(5):60-64. doi: 10.3969/j.issn.1673-8217.2019.05.014
LI Hao, PAN Guangming, NIE Lingling, et al. Main controlling factors of thermal gas channeling under horizontal well network of A Oilfield in Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(5): 60-64. doi: 10.3969/j.issn.1673-8217.2019.05.014
- [9] 徐文江,崔刚,孙玉豹,等.海上油田水平井蒸汽驱工艺研究与先导试验[J].中国海上油气,2023,35(1):107-114. doi: 10.11935/j.issn.1673-1506.2023.01.011
XU Wenjiang, CUI Gang, SUN Yubao, et al. Research and pilot test of horizontal well steam flooding technology in offshore oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(1): 107-114. doi: 10.11935/j.issn.1673-1506.2023.01.-011
- [10] PAN Guangming, LUO Xianbo, ZHANG Lei, et al. The first steam flooding design and application for thin heavy oil reservoir in Bohai Bay by horizontal well[C]. IPTC 22735-MS, 2023. doi: 10.2523/IPTC-22735-MS
- [11] 刘佳丽,黄思源,蒋琪,等.溶剂辅助蒸汽驱后期提高稠油采收率研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2023,45(3):98-108. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.05.19.02
LIU Jiali, HUANG Siyuan, JIANG Qi, et al. A study on improving heavy oil recovery by solvent assisted steam flooding in late stage[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(3): 98-108. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.05.19.02
- [12] 吴正彬,刘慧卿,庞占喜,等.稠油氮气泡沫辅助蒸汽驱可视化实验研究[J].特种油气藏,2016,23(5):126-129. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2016.05.031
WU Zhengbin, LIU Huiqing, PANG Zhanxi, et al. Visualization experiment of nitrogen foam assisted steam-flooding in heavy-oil reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2016, 23(5): 126-129. doi: 10.3969/j.issn.-1006-6535.2016.05.031
- [13] 赵庆辉,张鸿,杨兴超,等.深层超稠油油藏蒸汽吞吐后转汽驱实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2021,43(3):146-154. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.03.24.02
ZHAO Qinghui, ZHANG Hong, YANG Xingchao, et al. An experimental study on steam flooding after huff and puff in deep super heavy oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43(3): 146-154. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.03.24.02
- [14] 韩红旭,郝爱刚,冀延民,等.氮气泡沫堵调技术在热采水平井开发中的应用——以LF油田馆陶组为例[J].石油地质与工程,2017,31(5):122-124.
HAN Hongxu, HAO Aigang, JI Yanmin, et al. Application

- of nitrogen-foam profile control and plugging technology in horizontal well thermal recovery[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2017, 31(5): 122–124.
- [15] 郑家桢, 张贵才, 裴海华, 等. 三相泡沫调驱体系提高蒸汽驱采收率[J]. *油田化学*, 2022, 39(1): 82–86, 92. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.015
ZHENG Jiazhen, ZHANG Guicai, PEI Haihua, et al. Three-phase foam profile control and flooding system to improve steam flooding oil recovery[J]. *Oilfield Chemistry*, 2022, 39(1): 82–86, 92. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.015
- [16] 宫宇宁, 王宇豪, 朱舟元. 国外蒸汽泡沫驱矿场实施效果[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(1): 120–126. doi: 10.7657/XJPG20210117
GONG Yuning, WANG Yuhao, ZHU Zhouyuan. Field application of steam foam flooding in foreign oilfields[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(1): 120–126. doi: 10.7657/XJPG20210117
- [17] 朱学娟, 余芳, 胡伟. 稠油热采储层高温选择性堵剂的研究与应用[J]. *中国科技论文*, 2020, 15(9): 1038–1043. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2020.09.011
ZHU Xuejuan, YU Fang, HU Wei. Research and application of high temperature selective plugging agent in heavy oil reservoir[J]. *China Sciencepaper*, 2020, 15(9): 1038–1043. doi: 10.3969/j.issn.2095-2783.2020.09.011
- [18] 孟霖, 张锁兵, 齐义彬, 等. 高钙镁稠油油藏化学复合驱油体系的研发: 以春风油田排 601 区块为例[J]. *断块油气田*, 2022, 29(4): 556–560. doi: 10.6056/d-kyqt202204020
MENG Lin, ZHANG Suobing, QI Yibin, et al. Development of compound chemical flooding system for high calcium and magnesium heavy oil reservoir: Taking Pai 601 Sector of Chunfeng Oilfield as an example[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(4): 556–560. doi: 10.6056/d-kyqt202204020
- [19] 纪佑军, 王力龙, 韩海水, 等. 泡沫在空隙介质中的微观流动特征研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 44(4): 111–120. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086-2020.05.05.02
JI Youjun, WANG Lilong, HAN Haishui, et al. Study on microscopic flow characteristics of foam in porous media[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2022, 44(4): 111–120. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.05.05.02
- [20] 孙琳, 吴艳平, 张永昌, 等. 重复剪切对含油泡沫性质影响规律研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 45(5): 164–172. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086-2021.05.26.02
SUN Lin, WU Yanping, ZHANG Yongchang, et al. Effect of repeated-shear on properties of oil-containing foam[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2023, 45(5): 164–172. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.05.26.02
- [21] PANG Zhanxi, LIU Huiqing, ZHU Ling. A laboratory study of enhancing heavy oil recovery with steam flooding by adding nitrogen foams[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 128: 184–193. doi: 10.1016/j.petrol.2015.02.020
- [22] TIAN Yapeng, JU Binshan, LÜ Guangzhong, et al. The comprehensive model for solvent assisted steam flooding in thin heavy oil reservoirs considering asphaltene deposition[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 185: 106676. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106676

作者简介



唐晓旭, 1971 年生, 男, 汉族, 四川南充人, 高级工程师, 主要从事油田开发开采技术、提高采收率技术的研究与实践。E-mail: tangxx@cnooc.com.cn



王 成, 1990 年生, 男, 汉族, 陕西咸阳人, 工程师, 博士, 主要从事稠油热采相关技术研究与实践。E-mail: sygc156@163.com



韩晓冬, 1989 年生, 男, 汉族, 山东安丘人, 高级工程师, 博士, 主要从事稠油热采相关技术研究与实践。E-mail: hanxiaodongupc@126.com



苑玉静, 1988 年生, 女, 汉族, 河北沧州人, 高级工程师, 硕士, 主要从事稠油热采、化学驱、调剖调驱等提高采收率相关技术研究与实践。E-mail: 335316299@qq.com



任 磊, 1997 年生, 男, 汉族, 湖南长沙人, 工程师, 硕士, 主要从事稠油热采相关技术研究与实践。E-mail: renlei5@cnooc.com.cn

编辑: 牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>