



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2024.02.29.02

文章编号: 1674-5086(2024)04-0159-10

中图分类号: TE341

文献标志码: A

高矿化度油藏“强化泡沫 + 凝胶”调驱实验研究

樊晓伊^{1,2*}, 周继龙¹, 周永强¹, 张金通¹, 张 迅³

1. 中国石化河南油田分公司, 河南 南阳 473132; 2. 河南省提高石油采收率重点实验室, 河南 南阳 473000;
3. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500

摘要: 春光油田稀油油藏已经进入高含水、高采出程度和产量递减的开发阶段。针对目前新增储量减少, 剩余油分散, 挖潜难度大等问题, 油田亟需转换新的开发方式, 从而进一步挖潜剩余油, 实现油田稳产。在春光油田油藏条件下开展了“强化泡沫 + 凝胶”调驱实验研究, 对比不同介质驱替结果表明, 0.4% P2-1+0.1% 温轮胶强化泡沫体系的提高采收率效果远优于单一介质体系。不同介质小段塞多轮次注入实验结果表明, 在段塞用量相同时, 注入轮次越多, 小段塞越多, 提高的采收率就相对更高, 增加小段塞可以增加段塞体系对油藏的深部非均质调控能力和波及体积, 进而提高驱油效率和实现较大幅度提高采收率。

关键词: 泡沫; 凝胶; 强化泡沫; 提高采收率; 介质驱替

An Experimental of “Enhanced Foam + Gel” Flooding in High Salinity Reservoirs

FAN Xiaoyi^{1,2*}, ZHOU Jilong¹, ZHOU Yongqiang¹, ZHANG Jintong¹, ZHANG Xun³

1. Henan Oilfield Branch, SINOPEC, Nanyang, Henan 473132, China
2. Henan Key Laboratory for Enhanced Oil Recovery, Nanyang, Henan 473000, China
3. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: Chunguang Oilfield have entered into the development stage of high water content, high recovery and production decline. In view of the current problems such as the reduction of new reserves, the dispersion of remaining oil, and the difficulty of tapping potential, the oilfield urgently needs to a new development mode so as to further tap the potential of the remaining oil and achieve stable production of the oilfield. The experiment of “enhanced foam + gel” flooding was carried out, and the results of different media displacement showed that the enhanced oil recovery effect of the 0.4% P2-1+0.1% warm rubber reinforced foam system was much better than that of the single media system. The results of multi-round injection experiments with different media show that when the amount of slug is the same, the more injection rounds and the more slug plugs, the higher the enhanced oil recovery, and the increase of slug can increase the coverage and permeability area of the slug system to the reservoir, thereby improving the driving effect of crude oil and increasing the oil recovery.

Keywords: foam; gel; enhanced foam bath; EOR; displacement with media

网络出版地址: <http://link.cnki.net/urlid/51.1718.TE.20240710.0853.012>

樊晓伊, 周继龙, 周永强, 等. 高矿化度油藏“强化泡沫 + 凝胶”调驱实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(4): 159-168.

FAN Xiaoyi, ZHOU Jilong, ZHOU Yongqiang, et al. An Experimental of “Enhanced Foam + Gel” Flooding in High Salinity Reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(4): 159-168.

* 收稿日期: 2024-02-29 网络出版时间: 2024-07-13

通信作者: 樊晓伊, E-mail: fanxiaoyiyxx@126.com

引 言

春光油田稀油油藏在生产过程中,随着生产周期的增加,油田产油量下降、含水率升高,油田目前面临储量减少,剩余油分散,挖潜难度大等困难,有必要探索新的开发方式,进一步提高油藏采收率^[1-4]。水溶性聚合物具有易溶于水和增黏性能好等特点,形成凝胶后黏度大幅度增加,失去流动性,并显示出良好的黏弹性,可以有效封堵高渗透层,使后续注入水流向中、低渗透层,增加注入水的波及体积,进而提高采收率^[5-9]。而泡沫驱作为一种用泡沫为驱油剂的采油方法,能极大地提高驱替介质的视黏度,从而提高波及系数,可有效提高春光油田采收率^[10-12]。但普通泡沫稳定性差,抗油砂吸附能力弱,在高矿化度、高温和低渗透的地层条件下性能不稳定,泡沫的驱油效率有待提高^[13-16]。实际应用中通常采用添加稳泡剂的方法增强泡沫性能,提高其在恶劣地层条件下的稳定性^[17-22]。孙琳等^[14]在普通泡沫体系中添加疏水缔合聚合物,形成强化泡沫体系,其泡沫性能远高于普通泡沫体系。宋传真等^[22]采用 0.3% 阴非离子和阴离子复合型协同增效起泡体系和 0.7% 高分子凝胶稳泡体系合成新型强化泡沫体系,能在温度为 140 °C、矿化度为 240 g/L、含油饱和度为 50% 的条件下稳定。本文基于春光油田地层高矿化度、高钙镁离子浓度条件研究了一种“强化泡沫+凝胶”体系,并通过室内驱油实验综合评价了其驱油效率,为春光油田进一步提高采收率提供新思路。

1 试剂与仪器

1.1 材料及试剂

起泡剂排 2-1、起泡剂排 2-2: 实验室自制; 聚

合物 39、聚合物 45: 实验室自制; 交联剂 A、交联剂 B: 实验室自制; 春光油田模拟地层水: 实验室自制, 总矿化度为 100 000 mg/L, 离子组成见表 1。

表 1 模拟地层水组成
Tab. 1 The composition of injected water in the simulation experiment

组分	浓度/(mg·L ⁻¹)
NaCl	95 500
MgCl ₂ ·6H ₂ O	500
NaHCO ₃	200
Na ₂ SO ₄	300
CaCl ₂	3 500

1.2 实验仪器

ESJ1104A 电子天平; DZF-6020 真空干燥箱; DV3T 黏度计; DM2700M 显微镜; 7012SWaring Blender 发泡器; HH-2 恒温水浴锅; 多功能岩芯驱替装置; 过热蒸汽发生器; 高温高压一维驱替采集系统; 填砂管; 中间容器; 恒速电动搅拌器。

2 实验方法

2.1 注入不同介质驱替提高采收率实验

以春光油田地层倾角和边水强度为依据,制作填砂管模型,建立模型原始含油饱和度并老化 24 h 以上,得到实验初始条件如表 2 所示,水驱至含水率达到 98% 以上,分别注入凝胶体系、0.4% P2-1 泡沫体系、0.4%P2-1+0.1% 温轮胶强化泡沫体系,实验过程中采集 4 个测压点压力,收集采出液,然后进行后续水驱,对比分析持续水驱、凝胶驱、泡沫驱及强化泡沫驱 4 组实验的瞬时驱油效率、瞬时含水率、瞬时产油量、沿程压力和总采收率等调驱关键参数。

表 2 实验初始条件

Tab. 2 Initial conditions of the experiment

原油黏度/(mPa·s)	地层水/(mg·L ⁻¹)	填砂管尺寸/(cm×cm)	含油饱和度/%	实验温度/°C	设定回压/MPa	水驱速率/(mL·min ⁻¹)	渗透率/mD
2	100 000	30.0×2.5	70	45	8	1	500

2.2 不同介质小段塞多轮次注入实验

采用相同一维填砂模型,水驱至含水率达到 98% 以上,停止水驱,实验过程中采集 4 个测压点压力,收集采出液,按实验方案(表 3)设计轮次依次注入凝胶和泡沫体系,候凝 48 h 后,继续水驱,至含水率 98% 以上,对比不同轮次数注入的瞬时驱油效率、瞬时含水率、瞬时产油量、沿程压力和总采收率等调驱关键参数。

表 3 实验方案设计

Tab. 3 Protocol design

编号	体系注入方案	注入轮次
方案 1	0.300 PV 凝胶 +0.500 PV 泡沫	1 次
方案 2	0.200 PV 泡沫 +0.300 PV 凝胶 +0.300 PV 泡沫	1 次
方案 3	0.060 PV 凝胶 +0.100 PV 泡沫	5 次
方案 4	0.075 PV 凝胶 +0.125 PV 泡沫	4 次
方案 5	0.100 PV 凝胶 +0.167 PV 泡沫	3 次
方案 6	0.150 PV 凝胶 +0.250 PV 泡沫	2 次

3 结果与讨论

3.1 泡沫、强化泡沫段塞提高采收率实验

3.1.1 持续水驱

持续水驱实验数据处理后,驱油效率以及压力数据分布如图1所示。

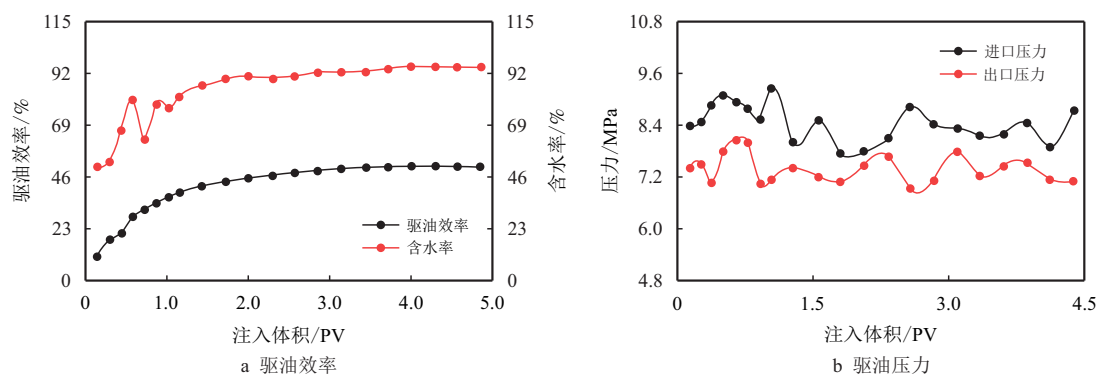


图1 水驱驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 1 Water displacement effect and displacement pressure distribution

3.1.2 凝胶调剖

研究采用的凝胶是由浓度为 2 000 mg/L 的聚合物 45 与浓度为 1 200 mg/L 交联剂 A 和 B 配制而成,成胶后黏度可达到 80 000 mPa·s 以上,成胶时间为 3 d 左右,其成胶状态如图2所示。

凝胶调剖实验数据处理后,驱油效率以及压力数据分布如图3所示。

从图3来看,水驱初期,随注入体积的增加,驱油效率逐渐升高,含水率有小幅波动,趋势总体上是逐渐升高,水驱效率逐渐减弱。当达到 0.700 PV 时,水驱油效率达到极限,驱油效率为 41%。注入 0.300 PV 凝胶体系后继续水驱,最终在 2.400 PV 左

从图1来看,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率有小幅波动,总体上是逐渐升高的,表明水驱效果逐渐减弱。当达到 3.600 PV 时,水驱效果达到极限,驱油效率为 59%。从压力数据上来看,初期进出口压力均为最大,随注入体积增加有不同程度的波动,整体呈现降低的趋势。

右时驱油效率达到极限,驱油效率为 71%,相比水驱阶段提高了 30%。从压力数据上来看,在初期阶段,随着注入体积的增加,进出口压力逐渐降低。

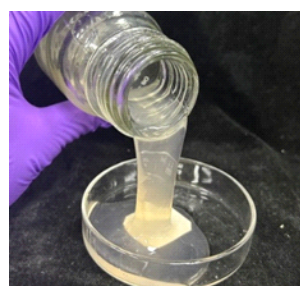


图2 凝胶成胶后状态

Fig. 2 The state of gel after crosslinking

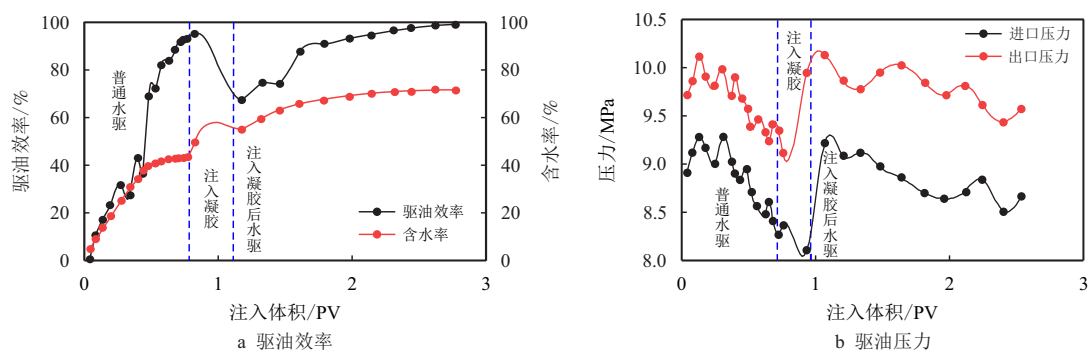


图3 凝胶调剖驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 3 Distribution of oil displacement effect and oil displacement pressure in the gel profile control group

3.1.3 泡沫驱

泡沫驱实验数据处理后,驱油效率以及压力数

据分布如图4所示。从结果数据来看,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率有小幅

波动,趋势总体上是逐渐升高,表明水驱效果逐渐减弱。当达到 2.300 PV 时,水驱油效率达到极限,驱油效率为 48%。注入泡沫阶段,泡沫段塞对提高采收率效果明显,最终驱油效率为 88%,相比水驱阶段提

高了 40%。此外,压力数据表明水驱初期进出口压力较大,随注入体积的增加,进出口压力有不同程度的波动,整体呈现降低的趋势,而泡沫注入阶段进出口压力明显上涨,平均上涨 0.5 MPa 左右。

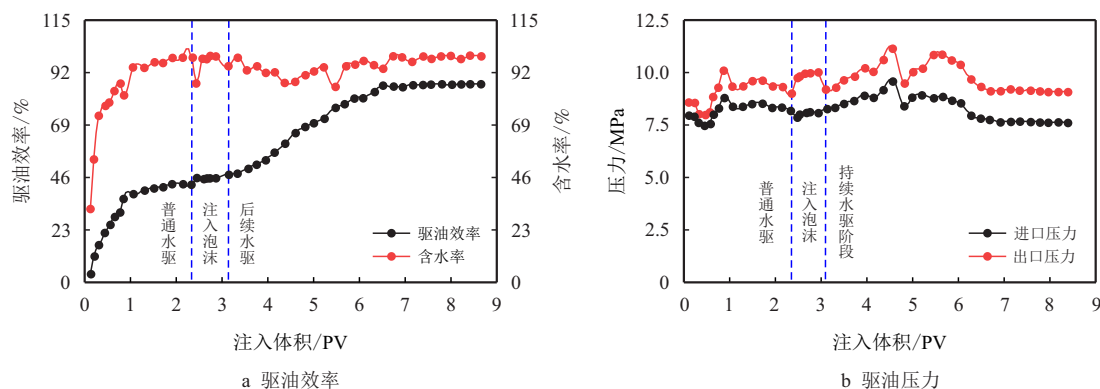


图 4 泡沫驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 4 Foam displacement effect and displacement pressure distribution

3.1.4 强化泡沫驱

强化泡沫驱实验数据处理后,强化泡沫体系形态如图 5 所示,驱油效率和压力分布如图 6 所示。

从结果数据上显示,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率逐渐升高,水驱效果逐渐减弱。水驱油效率达到极限时的驱油效率为 28%。后开始注入泡沫体系继续水驱,最终驱油效率为 92%,相比水驱阶段提高了 60% 左右。

压力数据上显示,随着注入体积的增加,进出口压力有不同程度的波动,整体呈现降低的趋势。出口压力在不同注入体积均比进口压力低,且波动范围在一定范围内。在注入泡沫阶段,进出口压力

明显上涨。在水驱阶段,驱替压力持续提高,此时驱油效率较好,持续增大注入体积,压力逐渐降低。



图 5 强化泡沫体系形态

Fig. 5 Strengthen the foam system form

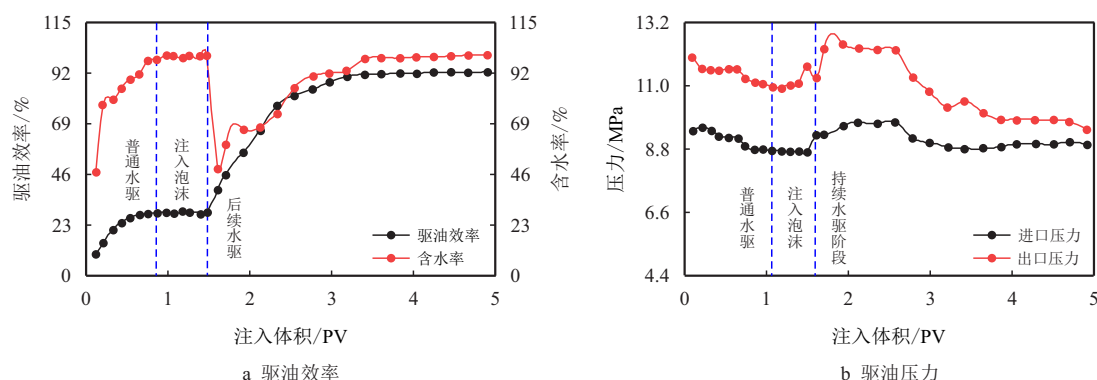


图 6 强化泡沫驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 6 Enhanced foam oil displacement effect and oil displacement pressure distribution

4 组实验达到极限驱替效率的注入体积各不相同,第三组泡沫驱实验的注入体积最大为 8.000 PV 左右。前期水驱阶段由于油水黏度的差异,导致注

入水沿着填砂管孔隙渗流阻力较小的高渗透大孔道窜流,并逐渐在填砂管内形成水相窜流通道,注入压力迅速降低,出口端含水率增加,采收率提高幅

度变缓,故而后3组不同介质驱替实验均呈现瞬时驱油效率和压力降低的趋势。

凝胶能够填塞岩石孔隙和裂缝中的细小孔隙,减少油水流动通道的大小,从而降低了油的渗透性。凝胶形成后可以有效地阻止水的通过,使注入的驱替剂更加均匀地分布在油藏中,增加了洗油效率。凝胶体系在注入到油藏中后,通过减少岩石孔隙和裂缝的大小,改变了水和油的相对渗透性。由于凝胶调剖剂对水的渗透性降低的程度更大,使得油和水在孔隙中的运动行为有所差异。这种差异可以利用水驱作用来推动油的移动,进一步提高采收率。

改善泡沫驱替效果的主要方式便是强化泡沫体系,在泡沫中加入稳泡剂,如纳米颗粒、纳米微球和聚合物等,通过提高泡沫的液膜强度、液膜黏度等减缓泡沫的排液速度,提高泡沫的稳定性。本实验便加入了稳泡剂,改善了泡沫的驱替效果。使用显微镜对加入稳泡剂的强化泡沫体系的微观结构进行对比分析,观测图片如图7所示。

未加稳泡剂时,泡沫粒径集中在 $10\sim 50\ \mu\text{m}$,液膜厚度较小,泡沫体系的稳定性不足;稳泡剂强化后的泡沫液中含有表面活性物质可以降低油水界面张力,调整油水流量比。泡沫流体在地层中“遇水封堵、遇油消泡”,对气窜、水窜起到了较好的封堵作用,在扩大波及体积的同时提高了洗油效率,故

而本实验中强化泡沫体系的驱替效果为最佳,但同时驱替压力会随之上涨。

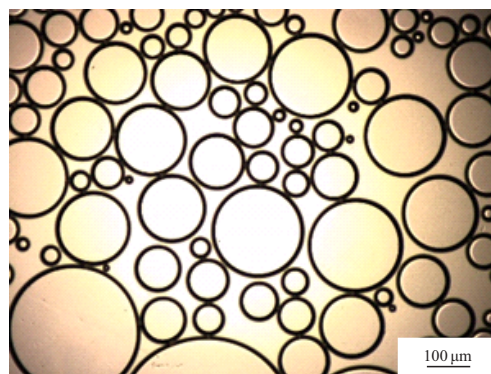


图7 泡沫微观形态

Fig. 7 Microscopic morphology of foam

对比不同介质驱替实验,凝胶体系在实验条件下提高驱油效率30%左右,注入了2.400 PV,普通泡沫在实验条件下提高驱油效率40%左右,注入了8.000 PV,强化泡沫在实验条件下提高驱油效率60%左右,注入了5.000 PV左右,最终驱油效率达到了92%。而从驱替压力上来看,强化泡沫比水驱阶段高出1.0 MPa左右,凝胶高出0.9 MPa左右,普通泡沫只有0.5 MPa左右。

3.2 不同介质小段塞多轮次注入实验

3.2.1 注入0.300 PV 凝胶+0.500 PV 泡沫(1次)

方案1实验数据处理后,驱油效率和压力分布如图8所示。

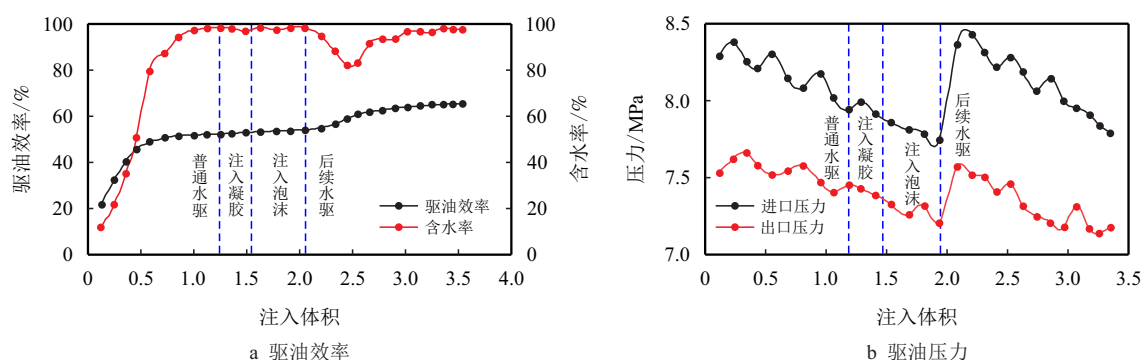


图8 方案1驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 8 Scheme 1 displacement effect and displacement pressure distribution

结果数据显示,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率逐渐升高,水驱效果逐渐减弱。注入凝胶和泡沫体系后,驱油效率明显提高,最终驱油效率为62%。压力数据表明,水驱初期进出口压力较大,随着注入体积增加呈现降低趋势。候凝完成后进出口压力明显上涨,持续增大注

入体积,压力逐渐降低。

3.2.2 注入0.200 PV 泡沫+0.300 PV 凝胶+0.300 PV 泡沫(1次)

方案2实验数据处理后,驱油效率和压力分布如图9所示。从结果数据上看,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率逐渐升高,水

驱效果逐渐减弱。水驱油效率达到极限,驱油效率为 48%。随后,注入凝胶和泡沫体系,持续出油,驱油效率提高至 66%,比水驱阶段提高了 18% 左右。压力数据表明,随着注入体积的增加,压力有不同程度

的波动,整体呈现降低的趋势。在焖井完成后,水驱进出口压力明显上涨,驱油效率较好。在后续水驱阶段,进口压力最高达到了 8.3 MPa,出口压力最高达到 7.5 MPa,持续增大注入量,压力逐渐降低。

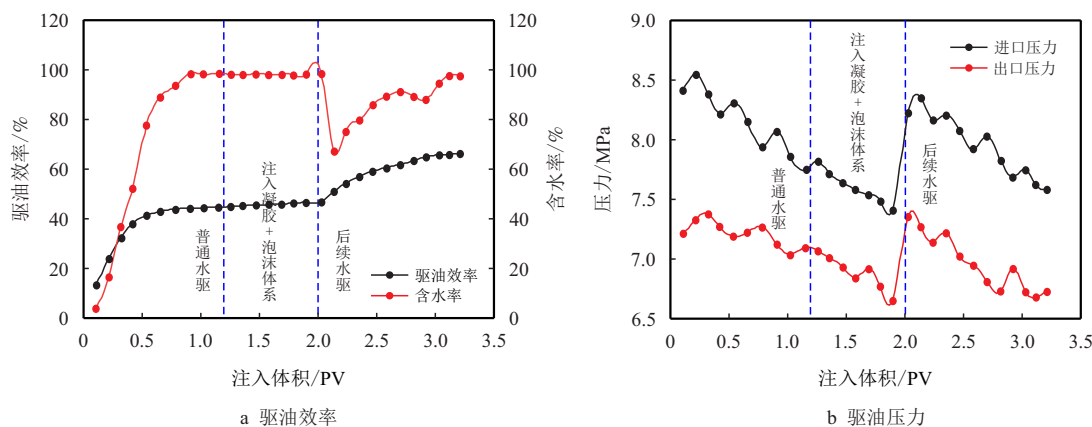


图9 方案2 驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 9 Scheme 2 displacement effect and displacement pressure distribution

3.2.3 注入 0.060 PV 凝胶 +0.100 PV 泡沫(5 次)

方案 3 实验数据处理后,驱油效率和压力分布如图 10 所示。

结果数据显示,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率逐渐升高,水驱效果逐渐减弱。达到 1.300 PV 时,水驱油效率达到极限,

驱油效率为 48%。随后开始注入凝胶和泡沫体系,最终驱油效率为 75%,相比水驱阶段提高了 27%。压力数据显示,随着注入体积的增加压力呈现降低的趋势。当进口压力降至最低时驱油效率最好。后续水驱阶段,进口压力最高达到了 8.2 MPa,出口压力最高达到 7.3 MPa。

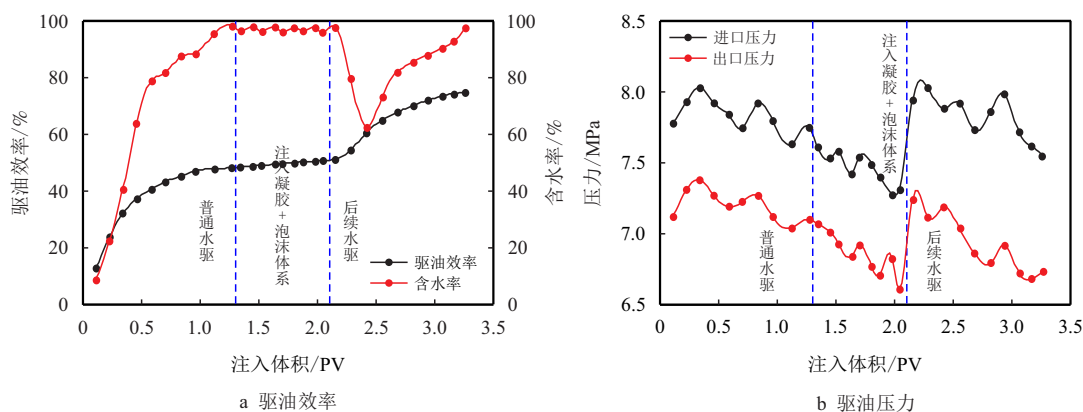


图10 方案3 驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 10 Scheme 3 displacement effect and displacement pressure distribution

3.2.4 注入 0.075 PV 凝胶 +0.125 PV 泡沫(4 次)

方案 4 实验数据处理后,驱油效率和压力分布如图 11 所示。

从结果数据可以看出,水驱初期,随着注入体积的增加,驱油效率逐渐升高,含水率逐渐升高,水驱效果逐渐减弱。达到 1.250 PV 后,水驱油效率达到极限,驱油效率为 49%。随后开始注入凝胶

和泡沫体系,最终驱油效率为 73%,相比水驱阶段提高了 24%。

从压力数据可以看出,随着注入体积的增加,进出口压力有不同程度的波动,整体呈现降低的趋势。候凝完成后,进出口压力明显上涨,进口压力最高达到了 8.4 MPa,驱油效率较好。持续增大注入体积,压力逐渐降低。

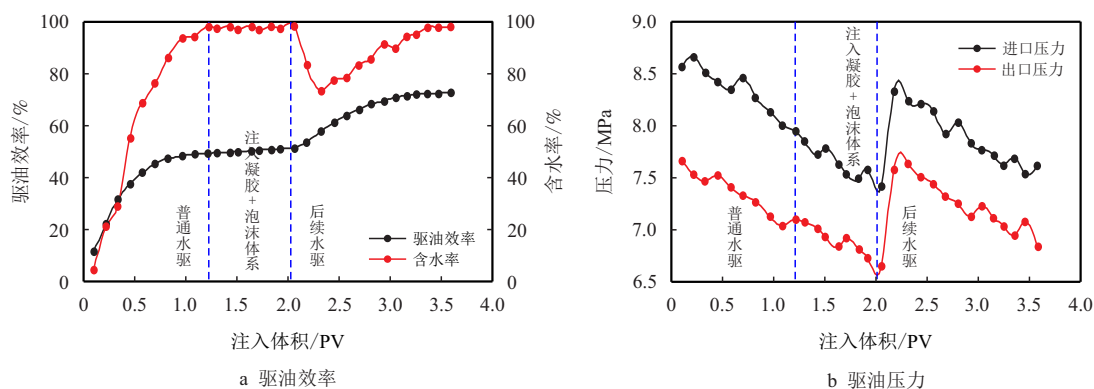


图 11 方案 4 驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 11 Scheme 4 displacement effect and displacement pressure distribution

3.2.5 注入 0.100 PV 凝胶 +0.167 PV 泡沫(3 次)

方案 5 实验数据处理后,驱油效率和压力分布如图 12 所示。从结果数据可以看出,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率逐渐升高,水驱效果逐渐减弱。达到 1.400 PV 时,水驱油效率达到极限,驱油效率为 46%。随后进行了凝

胶和泡沫体系注入,最终驱油效率为 67%,比水驱阶段提高 21%。从压力数据可以看出,随着注入体积的增加,进出口压力有不同程度的波动,整体呈现降低的趋势。在候凝完成后,进出口压力明显上涨,平均上涨 0.9 MPa 左右。后续水驱阶段,进口压力最高达到 8.8 MPa,出口压力最高达到 7.6 MPa。

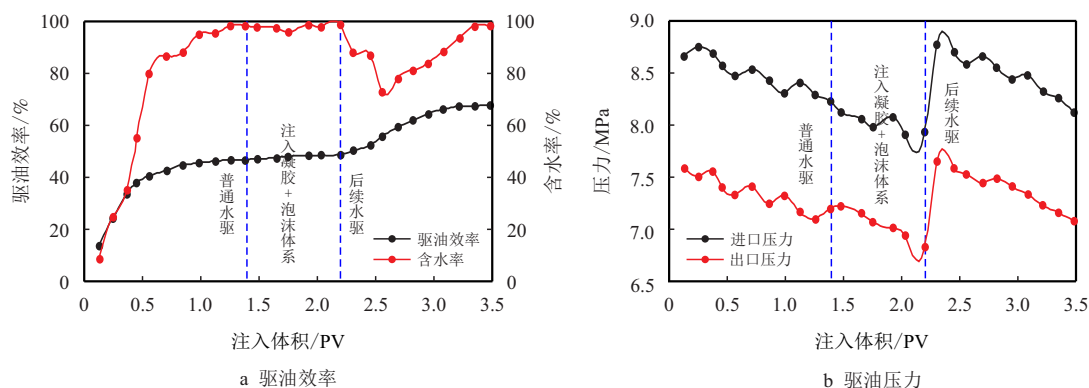


图 12 方案 5 驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 12 Scheme 5 displacement effect and displacement pressure distribution

3.2.6 注入 0.150 PV 凝胶 +0.250 PV 泡沫(2 次)

方案 6 实验数据处理后,驱油效率和压力分布如图 13 所示。从结果数据可以看出,水驱初期,随着注入体积增加,驱油效率逐渐升高,含水率逐渐升高,水驱效果逐渐减弱。当达到一定注入体积后,水驱油效率达到极限,驱油效率为 47%。接着进行凝胶和泡沫体系注入,最终驱油效率为 66%。相比水驱阶段,提高了 19%。

从压力数据可以看出,随着注入体积的增加,进出口压力有不同程度的波动,整体呈现降低的趋势。在候凝完成后,进出口压力明显上涨,驱油效率也相应提高。在后续水驱阶段,进口压力最高达到了 8.4 MPa,出口压力最高达到 7.5 MPa,此时驱

油效率较好。同时,出口压力在不同注入体积时均比进口压力低,差值在 0.5~2.0 MPa 波动。

注入凝胶和泡沫的段塞体系是一种常用的提高油田采收率的方法。其中,凝胶是一种高黏度的化学物质,能够在井筒中形成一定的阻塞效果;泡沫则是通过注入气体或表面活性剂,产生气泡并增加流体的有效性。这两种方法的组合,可以改善原油流动性、减少水的进入以及改善采收率。

对比 6 组实验的数据结果,研究凝胶泡沫体系对提高采收率的影响。实验结果表明,在段塞用量相同时,注入轮次越多,小段塞越多,提高的采收率就更高,但结果可能因油藏特征和注入操作而异。增加小段塞可以增加段塞体系对油藏的覆盖范围和

渗透面积,从而提高原油的驱动效果、增加采收率。每次注入小段塞后,段塞体系会形成更多的阻流和阻封区域,改变油藏的流场分布,使原油更多地被

波及和运用,提高采收率。此外,多轮次的小段塞还可以增加段塞体系的稳定性和持续时间,延长增产效果的持续时间。

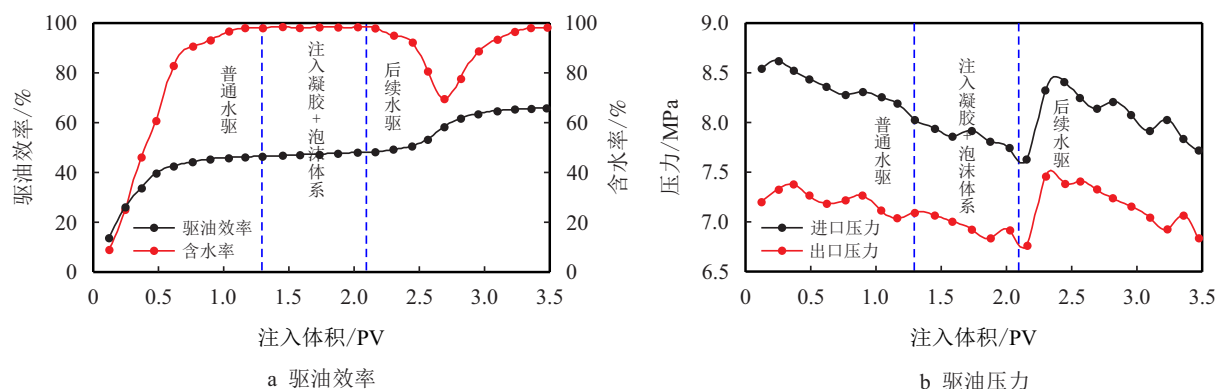


图 13 方案 6 驱油效率与驱油压力分布图

Fig. 13 Scheme 6 displacement effect and displacement pressure distribution

4 结 论

1) 对比不同介质驱替提高采收率的效果,实验结果表明,水驱最终驱油效率为 59%,凝胶体系驱替最终驱油效率为 71%,0.4% P2-1 泡沫体系驱替最终驱油效率为 88%,而 0.4% P2-1+0.1% 温轮胶强化泡沫体系驱替效果明显优于单一介质体系,最终驱油效率为 92%,可较好地适应春光油田油藏条件,满足其提高采收率的需求。

2) 研究不同介质小段塞多轮次注入提高采收率效果,注入 5 轮次 0.060 PV 凝胶+0.100 PV 泡沫的方案效果最佳,最终驱油效率为 75%,相比水驱阶段提高了 27%。实验结果表明,在段塞用量相同时,注入轮次越多,小段塞越多,提高的采收率就相对更高。增加小段塞可以增加段塞体系对油藏的深部非均质调控能力和波及体积,进而提高驱油率和实现较大幅度提高采收率。

参考文献

- [1] 李宜坤,李宇乡,彭杨,等.中国堵水调剖 60 年[J].石油钻采工艺,2019,41(6):773-787. doi: 10.13639/j.odpt.2019.06.016
- LI Yikun, LI Yuxiang, PENG Yang, et al. Water shut-off and profile control in China over 60 years[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(6): 773-787. doi: 10.13639/j.odpt.2019.06.016
- [2] 付亚荣,刘泽,姜春磊,等.油井化学堵水效果评价方法及应用[J].石油石化节能与计量,2024,14(3):1-5. doi: 10.3969/j.issn.2095-1493.2024.03.001

FU Yarong, LIU Ze, JIANG Chunlei, et al. Evaluation method and application of chemical plugging effect in oil wells[J]. Energy Conservation and Measurement in Petroleum & Petrochemical Industry, 2024, 14(3): 1-5. doi: 10.3969/j.issn.2095-1493.2024.03.001

- [3] 张辉,岳欣欣,朱颜,等.准噶尔盆地春光油田油藏特征及成藏模式[J].新疆石油地质,2020,41(4):379-387. doi: 10.7657/XJPG20200401
- ZHANG Hui, YUE Xinxin, ZHU Yan, et al. Reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation model in Chunguang Oilfield, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(4): 379-387. doi: 10.7657/XJPG20200401
- [4] 邢德钢,程红晓,赵长喜,等.春光油田低温稀油油藏泡沫+树脂固砂技术[J].石油钻采工艺,2021,43(2):259-264. doi: 10.13639/j.odpt.2021.02.020
- XING Degang, CHENG Hongxiao, ZHAO Changxi, et al. Foam+resin based sand consolidation technology for low-temperature thin oil reservoir in Chunguang Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(2): 259-264. doi: 10.13639/j.odpt.2021.02.020
- [5] 吴天江,鄢长灏,赵海峰,等.低渗透油藏水凝胶调驱剂的制备及封堵性能评价[J].油田化学,2023,40(1):51-55,67. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.01.009
- WU Tianjiang, YAN Changhao, ZHAO Haifeng, et al. Preparation and plugging performance of hydrogel profile control agent for low permeability reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(1): 51-55, 67. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.01.009
- [6] 李震宇,马莉.丙烯酰胺类水凝胶微球调驱剂的研究进展[J].中国石油和化工标准与质量,2011,31(6):20. doi: 10.3969/j.issn.1673-4076.2011.06.012
- LI Zhenyu, MA Li. Research progress on acrylamide hy-

- drogel microsphere flooding agents[J]. China Petroleum and Chemical Industry Standards and Quality, 2011, 31(6): 20. doi: 10.3969/j.issn.1673-4076.2011.06.012
- [7] 孟庆春,何刚,郭发军,等.支化预交联凝胶颗粒提高采收率机理实验[J].特种油气藏,2023,30(5):105-112. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.05.014
- MENG Qingchun, HE Gang, GUO Fajun, et al. Experiment on the mechanism of enhanced recovery by branched pre-crosslinked gel particles[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(5): 105-112. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.05.014
- [8] 王凤娇,徐贺,刘义坤,等.浅薄层普通稠油油藏聚合物驱提高采收率研究与应用[J].特种油气藏,2023,30(1):107-113. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.015
- WANG Fengjiao, XU He, LIU Yikun, et al. Study and application of polymer flooding for Enhanced Oil Recovery in shallow ordinary heavy oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 107-113. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2023.01.015
- [9] 李晓枫,彭勃,刘琦,等.微泡沫驱提高采收率技术研究进展[J].油气地质与采收率,2022,29(4):91-100. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202105034
- LI Xiaofeng, PENG Bo, LIU Qi, et al. Research progress of micro-foam flooding technology for enhanced oil recovery[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 91-100. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202105034
- [10] ARIFUR R, FATEMA A H, SALIM A, et al. Development of scaling criteria for enhanced oil recovery: A review[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2017, 158: 66-79. doi: 10.1016/j.petrol.2017.08.040
- [11] 王维波,陈龙龙,李超跃,等.泡沫驱提高采收率技术研究新进展[J].应用化工,2020,49(7):1848-1853. doi: 10.3969/j.issn.1671-3206.2020.07.050
- WANG Weibo, CHEN Longlong, LI Chaoyue, et al. The new research progress on enhanced oil recovery technology by foam flooding[J]. Applied Chemical Industry, 2020, 49(7): 1848-1853. doi: 10.3969/j.issn.1671-3206.2020.07.050
- [12] MANNHARDT K, SCHRAMM L, NOVOSAD J. Effect of rock type and brine composition on adsorption of two foam-forming surfactants[C]. SPE 20463-PA, 1993. doi: 10.2118/20463-PA
- [13] 王增林,王其伟.强化泡沫驱油体系性能研究[J].石油大学学报(自然科学版),2004,28(3):49-51,55. doi: 10.3321/j.issn:1000-5870.2004.03.015
- WANG Zenglin, WANG Qiwei. Performance of foam in the forced foam flooding system[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2004, 28(3): 49-51, 55. doi: 10.3321/j.issn:1000-5870.2004.03.015
- [14] 孙琳,魏鹏,蒲万芬,等.抗温耐油型强化泡沫驱油体系性能研究[J].精细石油化工,2015,32(3):19-23. doi: 10.3969/j.issn.1003-9384.2015.03.005
- SUN Lin, WEI Peng, PU Wanfen, et al. Research on the performance of temperature endurance and oil resistance polymer enhanced air foam oil displacing system[J]. Speciality Petrochemicals, 2015, 32(3): 19-23. doi: 10.3969/j.issn.1003-9384.2015.03.005
- [15] 张贤松,王其伟,隗合莲.聚合物强化泡沫复合驱油体系试验研究[J].石油天然气学报,2006,28(2):137-138,160. doi: 10.3969/j.issn.1000-9752.2006.02.042
- ZHANG Xiansong, WANG Qiwei, KUI Helian. Experimental study on polymer enhanced foam composited flooding system[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(2): 137-138, 160. doi: 10.3969/j.issn.1000-9752.2006.02.042
- [16] ROUHI F, ALEXEY A, HANS B, et al. Comparative study of CO₂ and N₂ foams in porous media at low and high pressure-temperatures[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2009, 48(9): 4542-4552. doi: 10.1021/ie801760u
- [17] 张志超,柏明星,王勇,等.微乳液驱油技术的研究进展[J].油田化学,2023,40(4):750-756. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.04.028
- ZHANG Zhichao, BAI Mingxing, WANG Yong, et al. Research progress of micro-emulsion flooding technology[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(4): 750-756. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.04.028
- [18] 崔乐雨,李应成,何秀娟,等.微乳液泡沫驱油技术原理、挑战和研究进展[J].精细化工,2022,39(1):56-64. doi: 10.13550/j.jxhg.20210655
- CUI Leyu, LI Yingcheng, HE Xiujuan, et al. Mechanism, challenge and research advance in microemulsion-foam EOR[J]. Fine Chemicals, 2022, 39(1): 56-64. doi: 10.13550/j.jxhg.20210655
- [19] 贾冀辉,蔡杭,梁云峰,等.HPAM聚合物与离子型表面活性剂协同稳定CO₂泡沫的分子模拟研究[J].石油科学通报,2023,8(1):69-86. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.005
- JIA Jihui, CAI Hang, LIANG Yunfeng, et al. Synergistic effect of hydrolyzed polyacrylamide and ionic surfactant to enhance the stability of CO₂ foam: A molecular dynamics study[J]. Bulletin of Petroleum Science, 2023, 8(1): 69-86. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.005
- [20] 刘珑,范洪富,孙江河,等.纳米颗粒稳定泡沫驱油研究进展[J].油田化学,2019,36(4):748-754. doi:

10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.04.034

LIU Long, FAN Hongfu, SUN Jianghe, et al. Research progress of nanoparticles-stabilized foam for EOR[J]. Oil-field Chemistry, 2019, 36(4): 748–754. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.04.034

- [21] ZHAO Guang, DAI Caili, ZHANG Yanhui, et al. Enhanced foam stability by adding comb polymer gel for in-depth profile control in high temperature reservoirs[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2015, 482: 115–124. doi: 10.1016/j.colsurfa.2015.04.041

- [22] 宋传真, 鲁新便, 侯吉瑞, 等. 塔河油田缝洞型油藏耐高温耐高盐强化泡沫体系研制与性能评价[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(5): 76–83. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202209053

SONG Chuazhen, LU Xinbian, HOU Jirui, et al. Preparation and performance evaluation of reinforced foam system with high temperature resistance and high salt tolerance in fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(5): 76–83. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202209053

作者简介



樊晓伊, 1987 年生, 女, 汉族, 河南洛阳人, 副研究员, 博士, 主要从事储层沉积、油气田开发方面的研究。E-mail: fanxiaoyi-xx@126.com



周继龙, 1990 年生, 男, 汉族, 河南洛阳人, 硕士, 助理研究员, 主要从事油气田开发方面的研究。E-mail: 61798599@qq.com



周永强, 1983 年生, 男, 汉族, 辽宁开原人, 副研究员, 主要从事油气田开发方面的研究。E-mail: zhouyongqiang.hnyt@sinopec.com



张金通, 1988 年生, 男, 汉族, 河南泌阳人, 副研究员, 主要从事油气田开发方面的研究。E-mail: 1127646020@qq.com



张迅, 2000 年生, 男, 汉族, 重庆荣昌人, 硕士研究生, 主要从事油气藏提高采收率方面的研究工作。E-mail: 592182991@qq.com

编辑: 牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>