

稠油注气二次泡沫油形成机理及数值模拟

孙晓飞¹,张艳玉¹,段学苇²,赵春燕³,李星民⁴

[1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266555; 2. 中国石油塔里木油田分公司,新疆 库尔勒 841000;

3. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院,新疆 克拉玛依 8340003;4. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083]

摘要:从油气形成二次泡沫油的角度出发,研究改善稠油油藏冷采后期开发效果的新方法。首先,设计泡沫油非常规注气膨胀实验,验证注气二次泡沫油形成的可行性,揭示其提高采收率机理。在此基础上,通过填砂管实验研究天然气吞吐、连续和间歇气驱过程中二次泡沫油形成过程,并建立考虑泡沫油注气特征的油藏数值模拟模型,模拟注气二次泡沫油形成机理,评价实际油藏中不同注气方式下二次泡沫油提高采收率效果。实验研究表明,注入天然气可以形成二次泡沫油,其主要的提高采收率机理为体积膨胀、粘度降低以及轻组分含量增加。天然气吞吐较衰竭开发提高采出程度7.24%,而连续与间歇气驱导致泡沫油现象减弱或消失,进而使得采出程度低于衰竭开发实验。油藏数值模拟研究表明,由于注气二次泡沫油的形成,平台12口井8轮次天然气吞吐累积产油量较衰竭开发增加14.7%。行列连续、间歇和边部气驱气窜现象严重,无法形成二次泡沫油。

关键词:气驱;天然气吞吐;泡沫油;稠油;油藏数值模拟;提高采收率

中图分类号:TE348

文献标识码:A

A study on mechanisms and numerical simulation of secondary foamy oil by gas injection in heavy oil reservoirs

Sun Xiaofei¹, Zhang Yanyu¹, Duan Xuewei², Zhao Chunyan³, Li Xingmin⁴

[1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China; 3. Institute of Engineering and Technology, Xinjiang Oil Field Company, Karamay, Xinjiang 834000, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China]

Abstract: The paper attempted to propose a new method of improving later stage performance of cold production from heavy oil reservoirs in respect of forming secondary foamy oil through gas injection. A foamy oil unconventional swelling experiment was designed and carried out to verify the feasibility of generating secondary foamy oil by gas injection and reveal its mechanism of enhancing oil recovery. And then based on the experiment, a sandpack experiment was performed to study the formation of foamy oil during natural gas huffs and puffs, and continuous and intermittent gas flooding processes. The possibility of establishing a numerical model with gas injection characteristics of foamy oil reservoirs incorporated was explored so as to serve for simulating the mechanism of foamy oil formation and later evaluation of EOR results of secondary foamy oil with different ways of gas injection in fields. The results showed that gas injection formed secondary foamy oil with better EOR results in that the oil facilitated the volume expansion, viscosity reduction and light component increase in heavy crude. Compared with natural depletion, the natural gas huff and puff process, with a rich foamy oil fluid generated, was 7.24% higher in terms of recovery percent of reserves; but the continuous and intermittent gas injection processes yielded negative result as they weakened or totally destroyed the foamy oil. Numerical modeling also indicated that the natural gas huff and puff performed better with a cumulative oil production increased by 14.7% after 8 rounds of huff and puff processes in 12 wells; while the continuous and intermittent gas injections as well as edge gas injection were unable to generate secondary foamy oil fluids because of massive gas channeling.

Key words: gas flooding, natural gas huff and puff, foamy oil, heavy oil, reservoir numerical model, EOR

收稿日期:2015-12-17;修订日期:2017-02-08。

第一作者简介:孙晓飞(1984—),男,博士、讲师,油气田开发工程。E-mail: sunxiaofei540361@163.com。

基金项目:国家自然科学基金青年基金项目(51604293);山东省自然科学基金项目(ZR2016EEB30);中央高校基本科研业务费专项资金资助(17CX02009A)。

中国新疆油田、吐哈油田、加拿大以及委内瑞拉 Orinoco 重油带稠油资源十分丰富,其中部分油藏冷采过程中产出油呈现连续的泡沫状态,油藏生产气油比上升速度缓慢。油藏采收率与采油速度较高^[1-3]。研究表明^[4-6],上述生产特征出现的原因是降压过程中从原油中逸出的溶解气以小气泡的形式分散在油相中形成泡沫油。但随着油藏的开发,分散在油相中的小气泡逐渐聚集形成连续的气相,导致泡沫油现象逐渐消失,油藏生产气油比迅速上升,产量递减加快。因此,如何延长泡沫油作用时间,有效改善冷采后期开发效果成为亟待解决的关键问题。但是,目前国内外专家学者对于冷采后期开发技术的相关研究较少,研究的重点仍然集中在泡沫油冷采阶段^[7-10]。例如,室内实验研究主要是通过填砂管实验明确原油粘度、沥青质含量、渗透率、细砂含量与压力衰竭速度等参数对泡沫油冷采开发效果的影响规律;而油藏数值模拟研究主要是通过调整的黑油、拟泡点、TFE 和 ARC 等模型模拟泡沫油冷采开发过程。因此,本文从产出气回注形成二次泡沫油的角度出发,研究改善该类稠油油藏冷采后期开发效果的方法。

1 稠油注气二次泡沫油形成实验

1.1 实验材料

实验用委内瑞拉 Orinoco 稠油脱气原油密度和粘度分别为 1.013 g/cm^3 和 $24\,715 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ($50\text{ }^\circ\text{C}$)。地层油样是利用油藏产出油与天然气在油藏温度 $54.2\text{ }^\circ\text{C}$,地层原始压力 8.65 MPa 条件下复配而成。地层原油泡点压力为 4.95 MPa 、气油比为 $15 \text{ m}^3/\text{m}^3$,密度和体积系数为 0.957 g/cm^3 和 $1.173 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。天然气由

甲烷与二氧化碳按体积比 $8:1$ 配制而成,所用二氧化碳和甲烷气体纯度均为 99.999% 。

1.2 实验设备及步骤

1.2.1 泡沫油非常规注气膨胀实验

由于泡沫油注气后相行为与常规原油存在较大差异,本文提出了一种能够反映泡沫油相行为特征的非常规注气膨胀实验方法。该实验方法除了可以获得常规注气膨胀实验参数(泡点压力、膨胀系数和粘度等)外,还可以确定两个新参数:拟泡点压力和拟泡点压力膨胀系数。拟泡点压力定义为注入气—泡沫油系统中气泡开始聚并,即泡沫油现象开始消失时的压力。拟泡点压力膨胀系数定义为流体拟泡点压力下的体积与流体原始拟泡点压力下体积的比值。通过综合分析上述实验参数可以评价注气过程中二次泡沫油形成的可能性,定量表征不同注气量下泡沫油生产和消失时的膨胀能力。实验仪器如图 1 所示,实验步骤如下。

① 将配样器中一定量复配地层油转入 PVT 仪,保持地层条件稳定 5 h 。

② 以高于地层压力 10 kPa 的压力导入落球粘度计约 40 cm^3 样品测量其粘度。之后,进行单次脱气实验和油、气样品色谱分析。

③ 确定拟泡点压力和拟泡点压力膨胀系数:PVT 筒压力从地层压力降低至大气压力,每级降压后不进行搅拌,保持静止一天,保持 PVT 筒中原油为泡沫油状态。当压力低于拟泡点压力后,泡沫油中的气泡开始脱离油相形成自由气相,泡沫油现象消失,因此,压力和体积曲线的拐点对应的压力即为拟泡点压力,对应的体积可用于计算拟泡点压力膨胀系数。

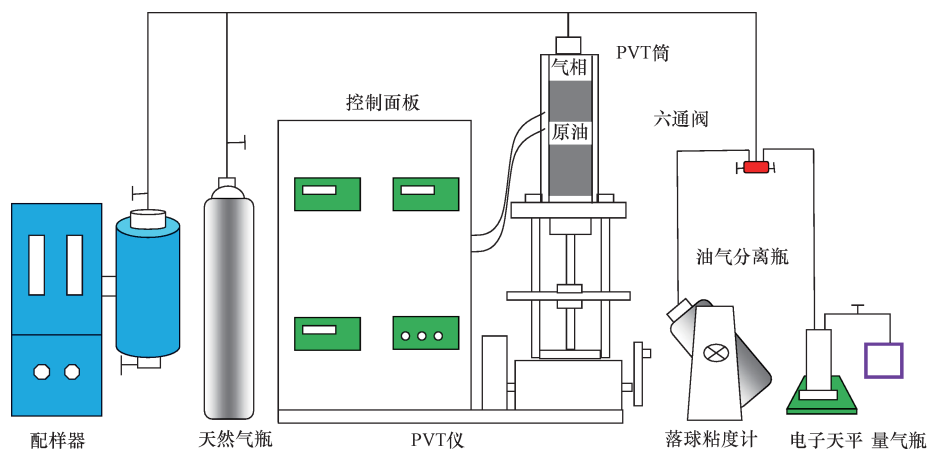


图 1 泡沫油非常规注气膨胀实验流程

Fig. 1 Flow diagram of the unconventional foamy oil swelling experiment

④ PVT 筒中注入一定量的天然气,搅拌使得泡沫油-注入气体为单相,之后按照步骤②—③测量该注气量下体系的粘度、拟泡点以及油、气组成,记录各个压力下体积变化情况。

⑤ 增加注入气量,重复步骤④,直到拟泡点压力达到地层压力。

⑥ 泡点压力和泡点压力膨胀系数等参数由常规注气膨胀实验确定。不同之处在于步骤③中每级降压后对样品充分搅拌,使泡沫油中小气泡聚并脱离油相,泡沫油现象消失,从而得到常规注气膨胀参数。

1.2.2 泡沫油注气填砂管实验

根据委内瑞拉 Orinoco 油藏平均渗透率、颗粒组成等油田实际数据,利用 60~80 目的石英砂填制实验用岩心。实验流程图见图 2 所示。共设计注气吞吐、连续注气和间歇注气 3 类实验。

1) 压力衰竭实验(方案 1)

压力衰竭实验用于模拟稠油降压冷采过程,实验步骤为:

① 填砂管抽真空 24 h 后,以 0.5% NaCl 水溶液模拟地层水慢速饱和填砂管 2 个 PV,饱和水过程中,计量注入量计算孔隙体积,并通过不同的注入速度,结合达西定律确定填砂管渗透率;

② 通过高压计量泵将地层油以 0.5 mL/min 的速率泵入填砂管,直到回压阀后产出油气油比与实验用地层油气油比相同;

③ 老化 12 h 后,通过调整回压阀降低填砂管压力,降压速度为 0.8 MPa/h。

实验过程中利用计算机采集图 2 所示各点压力数据,并通过电子天平和量气瓶计量产油量和产气量。

2) 注天然气吞吐实验(方案 2)

注天然气吞吐实验步骤为:

① 填砂管制备与方案 1 相同;

② 以 0.8 MPa/h 的压力衰竭速度逐渐降低回压压力至注气时机压力 4 MPa;

③ 以注入压力 12 MPa 从标号为 1 处(图 2)注入 0.2 PV 天然气,之后焖井 2d;

④ 以 0.8 MPa/h 的压力衰竭速度继续降低回压压力至大气压。

3) 连续气驱实验(方案 3—5)

连续气驱实验步骤为:

① 岩心制备与方案 1 相同;

② 以 0.8 kPa/min 的压力衰竭速度逐渐降低回压压力至注气时机压力(方案 3 为 6 MPa,方案 4 为 4 MPa,方案 5 为 1.5 MPa);

③ 以 15 mL/min 的注入速度从标号为 2 处(图 2)注入一定量天然气;

④ 注入天然气气窜后以 0.8 kPa/min 的压力衰竭速度继续降低回压压力至大气压。

4) 间歇气驱实验(方案 6—8)

间歇气驱实验步骤为:

① 岩心制备与方案 1 相同;

② 以 0.8 kPa/min 的压力衰竭速度降压至注气时机压力;

③ 以 15 mL/min 的注入速度从标号为 2 处(图 2)注入一定量天然气;

④ 注入天然气气窜后以 0.8 kPa/min 的压力衰竭速度继续降低回压压力至下一注气时机压力;

⑤ 重复步骤③和④,进行 5 次注气;

⑥ 注入天然气后以 0.8 kPa/min 的压力衰竭速度

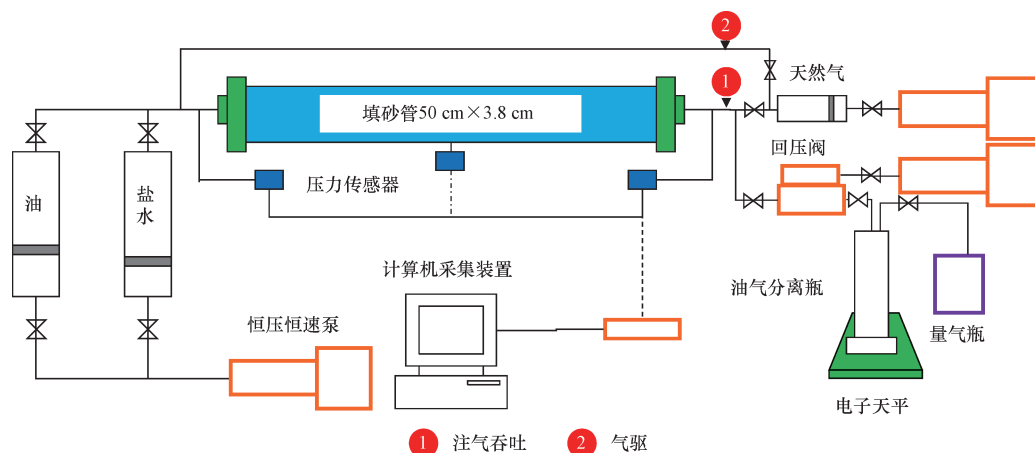


图 2 稠油注气填砂管实验流程

Fig. 2 Flow diagram of the gas flooding experiment in sandpicks

表 1 稠油注气填砂管实验结果

Table 1 Experiment results of injecting gas into sandpacks

实验编号	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 6	方案 7	方案 8
填砂管参数	孔隙度/%	41.8	42.0	41.0	41.8	43.0	42.5	42.7
	渗透率/(μm^2)	7.48	7.40	7.50	7.40	7.80	7.60	7.60
	含油饱和度/%	95.8	96.0	97.2	95.0	98.4	95.4	96.7
实验控制参数	实验(油藏)温度/ $^{\circ}\text{C}$	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2
	初始压力 (地层原始压力)/MPa	8.65	8.65	8.65	8.65	8.65	8.65	8.65
	注气次数		1	1	1	5	5	5
	注气时机/MPa		4.0	6.0	4.0	1.5	5.9	6.3
	注气速度/($\text{ml}\cdot\text{min}^{-1}$)		12	15	15	15	15	15
	注气量/PV		0.20	0.13	0.13	0.13	0.07	0.14
	实验结果							
实验结果	衰竭后采收率/%	19.09	14.84	1.19	5.40	17.38	0.01	1.08
	采出程度/%	19.09	26.33	18.90	17.55	19.59	17.83	17.41

表 2 注气后原油组分变化

Table 2 Changes in oil components after gas injection

注入气 摩尔分数	CO_2 /%	C_1 /%	C_2 /%	C_3 /%	C_4 /%	C_5 /%	C_6 /%	C_7 /%	C_8 /%	C_9 /%	C_{10+} /%	C_{11+} /%
0.13	1.27	23.48	0.13	0.07	0.02	0	0.02	0.30	0.21	0.42	0.49	73.60
0.19	1.40	28.48	1.08	0.12	0.10	0.01	0	0.21	0.14	0.10	0.30	68.07
0.30	1.51	29.22	1.12	0.15	0.05	0.01	0.01	0.14	0.12	0.10	0.62	66.94
0.51	1.52	31.61	1.20	0.24	0.02	0.02	0.01	0.11	0.11	0.05	0.13	64.99

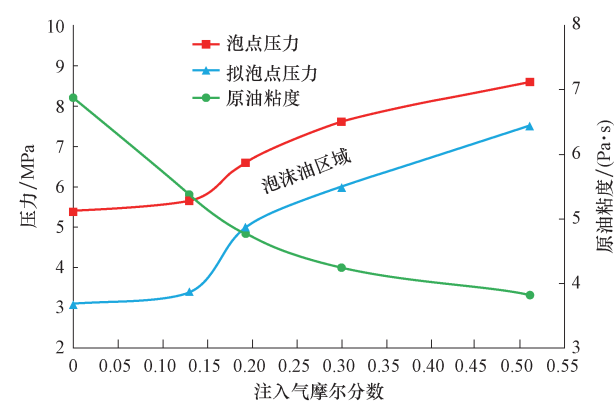


图 3 泡点压力、拟泡点压力和原油粘度与注气量关系

Fig. 3 Relationship between gas injection volume and bubble pressure, pseudo-bubble pressure and viscosity of crude oil

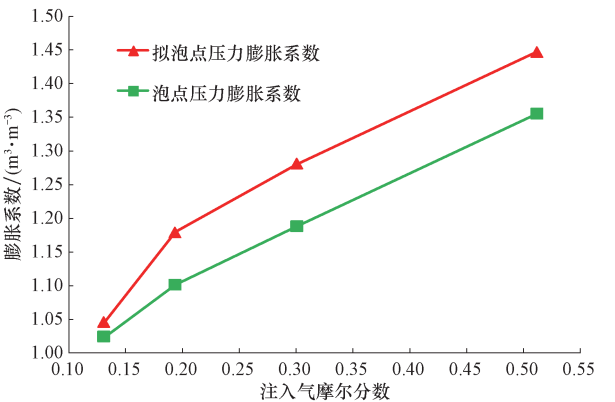


图 4 膨胀系数与注气量关系

Fig. 4 Relationship between swelling factors and gas injection volume

继续降低回压压力至大气压。方案 1—8 具体的填砂管参数和实验操作参数见表 1 所示。

1.3 实验结果与分析

1.3.1 泡沫油非常规注气膨胀实验

泡沫油非常规注气膨胀实验不同注气量下的泡点压力、拟泡点压力和原油粘度实验结果见图 3, 膨胀系数实验结果见图 4, 色谱分析所得不同注气量下的原

油组成见表 2 所示。

由图 3 可知,泡点压力和拟泡点压力随着注入气量的增加而增加,由未注气时的 5.4 MPa 和 3.1 MPa 增加到 8.6 MPa 和 7.5 MPa,且上升速度较慢,反映了良好的注气特性。由于泡点压力和拟泡点压力为泡沫油形成和消失时的压力,因此,同一注气量下同时存在泡点压力和拟泡点压力表明该注气量和压力范围内泡沫油现象存在,因此,定义泡点压力和拟泡点压力曲线

之间的区域为注气过程中的泡沫油区域(图3)。该区域的存在表明通过注入天然气的方式可以形成二次泡沫油,但随着注入气量的增加,二次泡沫油形成区域逐渐减少,泡沫油能力变弱。此外,随注入气量增加原油粘度下降迅速,之后下降的速度变缓,当注入气摩尔分数为51%时,原油粘度为初始原油粘度的55.6%,表明注入气可以起到降低泡沫油粘度,增加其流动性的作用。

由图4可知,泡点压力和拟泡点压力膨胀系数随着注入气量增加而升高,当注入气摩尔分数超过19%时,泡点压力和拟泡点压力膨胀系数随注入气量成线性增加。注入气摩尔分数为51%时,泡点压力和拟泡点压力膨胀系数达到了1.45和1.36。上述实验结果表明,原油中溶解注入气后体积迅速膨胀,且随着注入气量的增加,体积膨胀越大。泡点压力和拟泡点压力下的两组膨胀系数值可以较好地表征泡沫油状态开始和消失时两个极限状态下的原油膨胀性,可作为该类稠油油藏注气开发评价决策的依据。

由表1注气后原油组分分析结果可知,随着注入气摩尔分数的升高,泡沫油轻质组分百分比 C_1-C_5 逐渐增加,中间组分和重质组分百分比(C_6-C_{11+})逐渐降低,上述结果是泡沫油注气过程中粘度降低的重要原因。

1.3.2 泡沫油注气填砂管实验

根据泡沫油特性,填砂管实验过程中评判二次泡沫油是否形成的标准为:①泡沫油生产特征。当压力低于泡点压力进入泡沫油溶解气驱阶段后,溶解气逸出分散在油相中生成泡沫油,使得采收率和产油速度迅速增加,但气油比却上升缓慢。②产出油存在大量稳定分散气泡,呈泡沫油状态。以下通过上述标准,判断不同注气条件下二次泡沫油生成情况。

由表2和图5可知,注气吞吐(方案2)较压力衰竭(方案1)采出程度提高7.24%,吞吐生产阶段采出程度和气油比表现出泡沫油生产特征,且注气吞吐生产过程中,产油峰值时产出油为泡沫油状态,油中存在大量稳定的小气泡。由此可知,降压生产时形成有效的二次泡沫油流,起到了延长泡沫油流作用时间,提高采收率的作用。此外,注入天然气可以较好地补充地层能量。天然气吞吐前由于压力衰竭开发过程使得填砂管压力由初始压力8.6 MPa降低到4 MPa,但注气后填砂管压力迅速上升,即使注气焖井后填砂管压力仍然可以达到原始压力13.3 MPa。

由表2和图6可知,方案3和方案4采出程度分

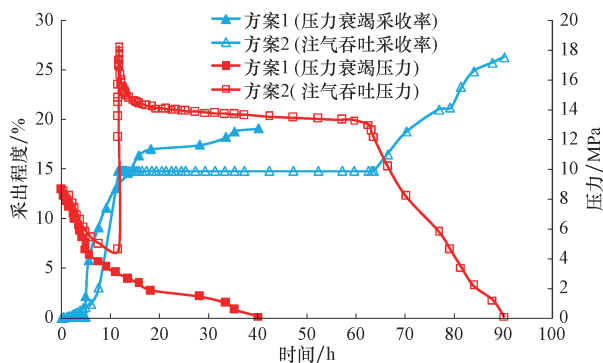


图5 方案1和方案2采出程度和压力实验结果

Fig. 5 Oil recovered through schemes 1 and 2 under different pressures

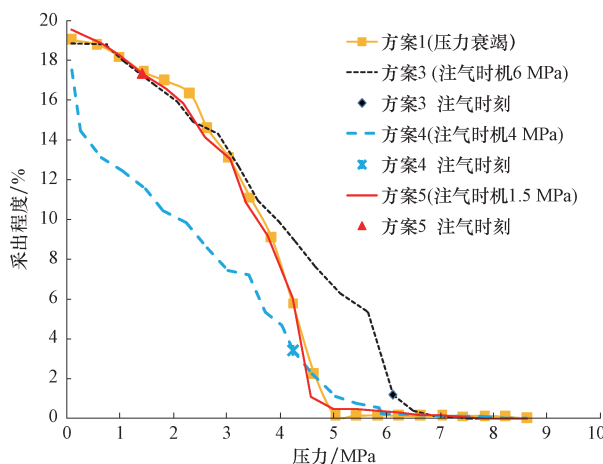


图6 连续气驱采出程度和压力实验结果

Fig. 6 Oil recovered through a continuous gas injection under different pressures

别为18.9%和17.55%,均低于压力衰竭实验(19.09%),方案5采出程度略高于压力衰竭实验0.5%,连续气驱总体提高采收率效果不明显,且由图6可知,方案3和方案4注气气窜后采出程度增加幅度减小,没有表现出方案1所示泡沫油溶解气驱阶段的生产特征,由此推断气驱过程中泡沫油生产特征消失。由此可知,连续注气没有形成有效的二次泡沫油溶解气驱过程。

分析原因如下,当注气时刻高于泡点压力时(方案3),填砂管中存在大量未溶解入原油的注入气,后续降压生产过程中,析出的溶解气受注入气的影响,很难形成泡沫油。当注气时刻在泡点压力和拟泡点压力之间时(方案4),原油为泡沫油状态,此时注入气使得分散在油相中的小气泡迅速聚并形成连续气相,导致泡沫油溶解气驱阶段的泡沫油增油机理减弱,甚至消失。而当注气时刻低于拟泡点压力时(方案5),大多数原油已通过泡沫油溶解气驱机理采出(17.38%),注气

前岩心中存在大量连续气体(含气饱和度已增加至18.64%),注入气快速气窜至生产井导致生产气油比剧烈上升,注入气体与原油接触时间少,很难溶于原油形成二次泡沫油。

由表2和图7可知,间歇气驱方案6—8采收率均低于压力衰竭实验采收率。虽然各组方案中每次注气后可以使得填砂管压力增加,采出程度提高,但随压力的降低,采出程度增加幅度随之降低,生产气油比迅速上升,泡沫油生产特征消失,导致采出程度低于压力衰竭实验。由此可知,间歇注气没有形成二次泡沫油,反而对泡沫油溶解气驱的产生有负面影响,即使低渗透油藏、较小间歇注气注气量的条件下,间歇注气效果仍不理想(方案6—8)。分析原因在于间歇气驱过程中,多次注气过程使得分散在油相中的小气泡聚集并形成连续气相,导致泡沫油溶解气驱阶段的泡沫油增油机理减弱,甚至消失。此外,注入气快速气窜使得注入气体与原油接触时间少,天然气的膨胀与降粘机理难以发挥作用。

方案6和方案7用于研究小注气段塞下的间歇气驱开发效果。两组实验条件相同,只是方案7注入天然气段塞是方案6的两倍。由表2和图7可知,方案6和方案7的采收率分别为17.83%和17.41%,即小段塞对于泡沫油间歇注气开发有利。这是由于气体段塞越大,气体突破时间越短,分散在油中的小气泡越容易聚并形成连续气相,导致泡沫油溶解气驱效果越差。

方案7和方案8用于研究渗透率对间歇气驱开发效果的影响。由表2和图7可知,方案7和方案8的采出程度为17.41%和16.61%。上述实验结果表明,间歇气驱对开发低渗透稠油油藏适应性较差。可能的

原因在于:①高渗透率储层具有较大的孔隙度,注入的天然气首先在高渗透率连通孔隙中渗流,因此,能够接触并驱替更多原油;②高渗透率储层在泡沫油溶解气驱过程中容易产生高的过饱和度和临界含气饱和度,从而有效延长泡沫油溶解气驱机理作用时间,避免气油比的上升^[11];③对于低渗透率的水湿油藏,大多数孔隙被水充填,注入气通过渗透率高的大通道驱替原油,从而使得小孔隙中捕集的原油无法采出,导致低渗油藏间歇气驱效果较差。

2 注气二次泡沫油形成数值模拟

目标区块位于东委内瑞拉盆地南缘,可采储量 35.56×10^8 bbl。2006年9月投产以来,采用整体丛式水平井,依靠天然能量进行冷采开发,水平段长度800~1200 m,排距600 m或300 m。目前,油藏开发进入油气两相流阶段,部分油井逐渐出现了产量递减加快(递减率为1.8%),生产气油比升高(气油比迅速增加至原始气油比的2.6倍)等问题^[12-13]。为此,以该典型区块为研究目标,基于上述室内实验结果,通过油藏数值模拟方法,进一步评价注气形成二次泡沫油改善冷采后期开发效果的可行性。

2.1 泡沫油数值模拟模型的建立

综合考虑天然气吞吐及天然气驱的技术特点、现有水平井长度、油藏非均质性以及模拟器运算速度等因素,通过网格粗化技术将区块精细地质模型粗化^[14]。之后,利用CMG油藏数值模拟软件,分别建立适用于开展天然气吞吐及天然气驱的A平台及B区块地质模型。其中,A平台模型平面网格精度为 $100 \text{ m} \times 100 \text{ m}$, x 和 y 方向网格数为 32×12 ,纵向上为9个模拟层。B区块3个方向网格数为 $94 \times 150 \times 10$,总网格数为141 000。生产井位于第7模拟层,300 m井距部署了96口水平井。

目前,国内外专家学者主要通过调整的黑油、TFE和ARC等模型模拟泡沫油溶解气驱过程^[10]。本文在前期对上述模型系统评价的基础上^[15],选择TFE模型作为后续研究的基础模型。该模型将气体分为溶解气、分散气和自由气3类,其中,分散气代表油相中的非连续气泡,因此,计算油相压缩系数、粘度等参数时综合考虑了气泡的影响,而自由气代表气相中连续的气体。此外,在CMG软件STARS模拟器中建立公式(1)和(2)所示两个动力学方程表述三种气体之间的动态质量转化关系。

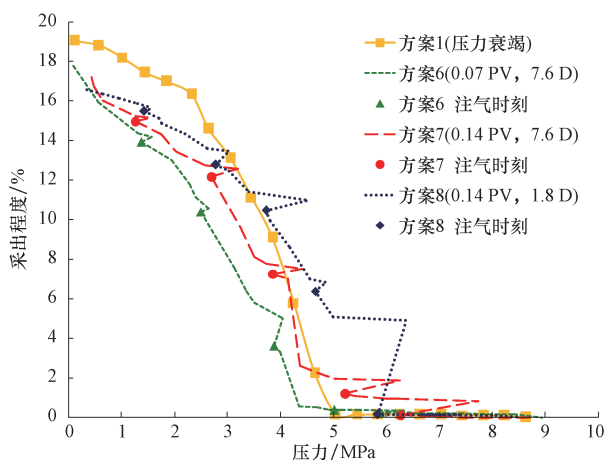


图7 间歇气驱采收率和压力实验结果

Fig. 7 Oil recovered with a continuous gas injection under different pressures

溶解气—分散气: $X_1 = F_1([G_{\text{soleq}}] - [G_{\text{sol}}])$ (1)

分散气—自由气: $X_2 = F_2[G_{\text{disp}}]$ (2)

为了表征注气后二次泡沫油形成过程,在上述 TFE 模型的基础上,通过公式(3)描述二次泡沫油形成过程,从而建立了模拟泡沫油注气过程的6组分(水、原油、溶解气、分散气、自由气和注入气)模型。

注入气—溶解气: $X_3 = F_3[G_{\text{inject}}]$ (3)

式(1)~(3)中: X_i 为单位体积的质量变化,代表4种气体组分之间的转化速度; F_i 为反应因子,代表气泡聚集、增长等变化速度; $[G_{\text{soleq}}]$, $[G_{\text{sol}}]$, $[G_{\text{disp}}]$ 和 $[G_{\text{inject}}]$ 为溶解气平衡浓度、溶解气浓度、分散气浓度和注入气浓度。

在上述模型组分个数确定的基础上,根据平衡状态下测量的原油高压物性参数,结合相态拟合过程确定了各组分的临界压力、临界温度、 K (热力学平衡常数)值等性质参数,之后,结合 STARS 模拟器中输入的初始反应因子 F_i (由实验时间估算),可以完成公式(1)~(3)所示各气组分之间质量转换的计算。

该类稠油油藏冷采中,由于气泡分散在油相中形成泡沫油,使得气相的流动速度降低,临界含气饱和度提高(连续气相形成,可以流动时的含气饱和度),因此,数值模拟过程中,通过公式(4)~(7)模拟泡沫油现象对油气相对渗透率曲线的影响^[16-17]。

$$K_{\text{ro}} = K_{\text{ro}}^0 \left(\frac{1 - S_{\text{g}}}{1 - S_{\text{gc}}} \right)^{n_{\text{o}}} \quad (4)$$

$$K_{\text{rg}} = K_{\text{rg}}^0 \left(\frac{S_{\text{g}} - S_{\text{gc}}}{1 - S_{\text{gc}}} \right)^{n_{\text{g}}} \quad (5)$$

$$K_{\text{rg}}^0 = K_{\text{rgi}} \exp(-\alpha v \mu^{1/2}) \quad (6)$$

$$S_{\text{gc}} = S_{\text{gci}} + \beta v \mu^{1/2} \quad (7)$$

上式中: K_{rg} 和 K_{ro} 为气、油相对渗透率曲线; K_{rg}^0 和 K_{ro}^0 为气、油相相对渗透率曲线最大值; K_{rgi} 为气相相对渗透率曲线端点值的最大值; S_{gci} , S_{g} 和 S_{gc} 为原始临界含气饱和度、含气饱和度和临界含气饱和度; n_{o} 和 n_{g} 为油、气相对渗透率指数; v 为油相渗流速度, cm/s; μ 为油相粘度, Pa·s; α 为气相相对渗透率曲线端点值减小系数; β 表明随着 $v \mu^{1/2}$ 项的增加,临界含气饱和度的增加速度。

由公式(6)和(7)可知,随着油相渗流速度 v 的增加,临界含气饱和度 S_{gc} 增加,而气相相对渗透率曲线最大值降低,从而可以较好地模拟泡沫油形成对气相渗流的影响。由于公式(1)~(3)中初始反应因子 F_i 和气、油相对渗透率曲线具有较高的不确定性,上述参数的最终值通过拟合上述压力衰竭实验和注气实验确定。

2.2 天然气吞吐数值模拟

基于上述 A 平台模型,在历史拟合和参数影响规律研究的基础上,通过正交设计方法确定最优的天然气吞吐方案^[18-19]:当地层压力 4 MPa 时 A 平台 12 口井开始整体吞吐 8 个轮次,注气速度 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,周期注气量 $360 \times 10^4 \text{ m}^3$,每个周期递增 10%,焖井时间均为 5 d。上述最优方案模拟计算至 2032 年,平台整体天然气吞吐采出程度为 10.85%,较衰竭开发增产油量 $182\,044 \text{ m}^3$,增幅为 14.7%。有效的二次泡沫油溶解气驱机理是提高采收率的主要原因。由图 8 可知,天然气吞吐前,油藏进入油气两相流阶段,近井周围泡沫油现象消失,主要以自由气为主,仅在生产井之间区域存在泡沫油(图 8a)。而第一轮次天然气吞吐注入天然气后,由于高压下部分气体溶于原油,使得天然气吞吐生产阶段近井周围形成二次泡沫油(分散气摩尔分数)(图 8b),且泡沫油现象在之后多个天然气吞吐轮次中均有出现,从而证明天然气吞吐可以保持长时间的泡沫油溶解气驱过程。此外,由于二次泡沫油的产生,使得近井周围原油粘度大幅下降,增加了原油的流动性(图 8c,d)。此外,目前地层压力(4 MPa)下注入天然气,地层压力随之增加(图 8e,f),与衰竭开发相比,第一轮次吞吐注气后油藏平均油藏压力提高 388 kPa,8 轮次吞吐平均提高 389 kPa。因此,多轮次天然气吞吐在一定程度上可以起到改善泡沫油冷采后期开发效果的作用。

2.3 天然气驱数值模拟

从 B 区块的地质构造和开发实际出发,分别设计行列连续气驱、行列间歇气驱和边部连续气驱(低部位注气和高部位注气)3 种方式。行列连续和间歇气驱数值模拟过程中,每隔 4 排将一排生产井转为注气井,行列连续注气生产井产液速度为 $160 \text{ m}^3/\text{d}$,注气压力为 15 MPa。行列间歇气驱注气与间歇时间比为 1:1,注气时间为 3 个月,生产井产液速度为 $160 \text{ m}^3/\text{d}$ 。边部连续注气分别在构造的低部位和高部位选取四口生产井进行转注,注气速度为 $30 \text{ 万 m}^3/\text{d}$,生产井产液速度为 $160 \text{ m}^3/\text{d}$ 。三种方式注气速度见表 3 所示。

由表 3 可知,无论何种注气速度和注气方式下天然气驱的采出程度等均小于衰竭开发采出程度,且注气过程中分散气摩尔分数几乎为 0,因此,行列连续气驱、行列间歇气驱和边部连续气驱不宜作为改善该类稠油油藏冷采后期开发效果的接替技术,上述油藏数值模拟结果与室内实验结果相一致。

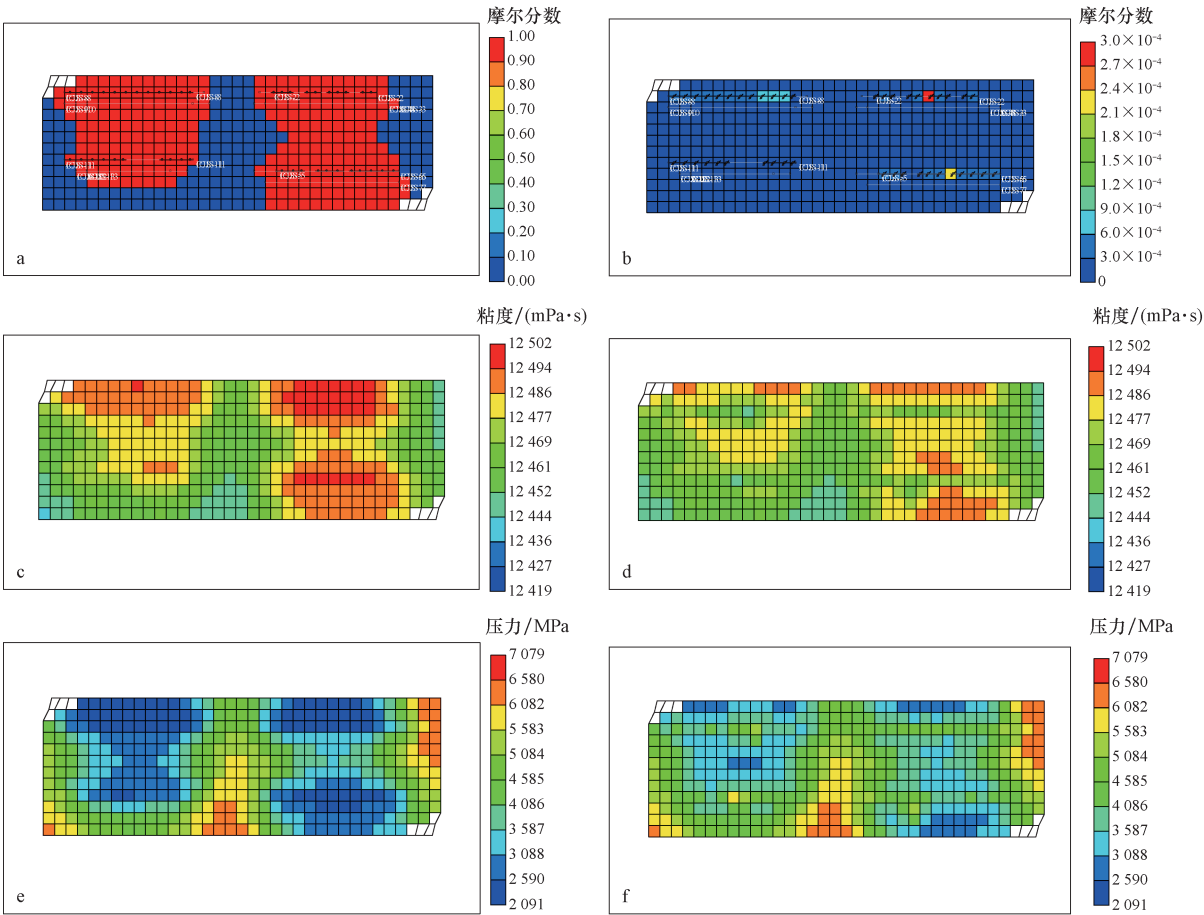


图 8 第一轮次吞吐前、后气体摩尔分数、原油粘度和油藏压力对比
Fig. 8 Comparison of free gas mole fraction distribution, reservoir pressure and oil viscosity before and after the first run of gas huff and puff

a. 注气前自由气摩尔分数; b. 注气后分散气(泡沫油)摩尔分数; c. 注气前原油粘度; d. 注气后原油粘度; e. 注气前油藏压力; f. 注气后油藏压力

表 3 天然气驱数值模拟结果

Table 3 Numerical modeling of natural gas injection			
注气方式	注气速度/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	与衰竭开发相比 增产油量/m ³	采出程度/%
衰竭开发			10.44
连续气驱	10	-874 635	10.22
	20	-636 098	10.28
	30	-437 318	10.33
	40	-278 293	10.37
	50	-159 025	10.40
间歇气驱	20	-795 123	10.24
低部位注气	20	-278 293	10.37
高部位注气	20	-198 781	10.39

3 结论

1) 泡沫油区域的存在证明注气过程可以形成二次泡沫油,但随着注入气量的增加,该区域逐渐减少。随着注入气量的增加,泡点压力、拟泡点压力和拟泡点

压力膨胀系数逐渐增加。泡点压力和拟泡点压力膨胀系数可以表征泡沫油状态开始和消失时的原油膨胀性,可作为该类稠油油藏注气开发的评价决策的依据。

2) 单轮次天然气吞吐实验采出程度较衰竭开发提高 7.24%,其主要机理为有效的二次泡沫油溶解气驱。连续与间歇气驱过程中注入气的快速突破,使得油相中分散气泡迅速聚并,导致泡沫油现象减弱或消失。因此,在该实验条件下,连续与间歇气驱不宜作为该类稠油油藏冷采后期的接替技术。

3) 考虑泡沫油注气特征的油藏数值模拟研究表明,平台 12 口井 8 轮次天然气吞吐累积产油量较压力衰竭开发增加 14.7%,二次泡沫油的形成、近井周围原油粘度降低和油藏压力提高是其改善该类稠油冷采后期开发效果的主要原因。

参 考 文 献

[1] Li S, Li Z, Lu T, et al. Experimental study on foamy oil flow in porous media with Orinoco Belt Heavy Oil [J]. Energy & Fuels, 2012, 26

- (10), 6332-6342.
- [2] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111-117.
- Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111-117.
- [3] 宋传真, 刘传喜, 徐婷, 等. 低渗孔隙型碳酸盐岩稠油油藏开发对策——以叙利亚 O 油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 298-305.
- Song Chuanzhen, Liu Chuanxi, Xu Ting, et al. Development strategies for low-permeability carbonate heavy oil reservoirs: A case study from O oilfield in Syria [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 298-305.
- [4] Tang G Q, Sahni A, Gadelle F, et al. Heavy-oil solution gas drive in consolidated and unconsolidated rock [J]. SPE Journal, 2006, 11(2): 259-268.
- [5] Liu Y, Wan R, Jian Z. Effects of foamy oil and geomechanics on cold production [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2008, 47(4): 1-7.
- [6] 陈兴隆, 秦积舜. 泡沫油运动形态的可视化研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(6): 126-130.
- Chen Xinglong, Qin Jishun. Visualization study on foamy oil flow state [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(6): 126-130.
- [7] Sun X, Zhang Y, Duan X, et al. Diffusion coefficients of natural gas in foamy oil system under high pressures [J]. Petroleum Science, 2015, 12(2): 293-303.
- [8] 王伯军, 吴永彬, 蒋有伟, 等. 泡沫油 PVT 性质实验 [J]. 石油学报, 2012, 33(1): 96-100.
- Wang Bojun, Wu Yongbin, Jiang Youwei, et al. Physical simulation experiments on PVT properties of foamy oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1): 96-100.
- [9] Kumar R, Pooladi D M. Effect of viscosity and diffusion coefficient on the kinetics of bubble growth in solution-gas drive in heavy oil [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2001, 40(3): 1-8.
- [10] Y M Bayon, Ph R Cordelier, A Nectoux. A new methodology to match heavy-oil long-core primary depletion experiments [C]//SPE 75133, presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma U. S. A., 2002, 4: 13-17.
- [11] 吴永彬, 李晓玲, 赵欣, 等. 泡沫油稳定性主控因素实验研究[J]. 现代地质, 2012, 26(1): 184-189.
- Wu Yongbin, Li Xiaoling, Zhao Xin, et al. Experimental study on controlling factors of foamy oil stability [J]. Geoscience, 2012, 26(1): 184-189.
- [12] 穆龙新, 韩国庆, 徐宝军. 委内瑞拉奥里诺科重油带地质与油气资源储量[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(6): 784-789.
- Mu Longxin, Han Guoqing, Xu Baojun, et al. Geology and reserve of the Orinoco heavy oil belt, Venezuela [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(6): 784-789.
- [13] 穆龙新. 委内瑞拉奥里诺科重油带开发现状与特点[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 338-343.
- Mu Longxin. Development actualities and characteristics of the Orinoco heavy oil belt, Venezuela [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 338-343.
- [14] 张宇焜, 王晖, 胡晓庆, 等. 少井条件下的复杂岩性储层地质建模技术——以渤海湾盆地石臼坨凸起 A 油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 450-456.
- Zhang Yukun, Wang Hui, Hu Xiaoqing, et al. Reservoir modeling of complex lithologies with sparse wells: A case from A oilfield in Shijiutuo uplift, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 450-456.
- [15] 孙晓飞, 张艳玉, 李星民, 等. 基于试验拟合的泡沫油油藏模拟模型评价及渗流机理研究 [J]. 中国石油大学(自然科学版), 2013, 37(4): 1-5.
- Sun Xiaofei, Zhang Yanyu, Li Xingmin, et al. Simulation model evaluation in foamy oil reservoir and percolation mechanism study based on experimental matching. Journal of China University of Petroleum (Edition of natural sciences), 2013, 37(4): 1-5.
- [16] 秦积舜, 陈兴隆. 油藏条件下泡沫油的油气相渗规律研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007, 22(2): 116-118.
- Qin Jishun, Chen Xinglong. Study on foam oil and gas relative permeability under reservoir conditions [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007, 22(2): 116-118.
- [17] Shahvali M, Pooladi D M. Dynamic modeling of solution-gas drive in heavy oils [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(12): 39-44.
- [18] 孙晓飞, 张艳玉, 张贤松, 等. 泡沫油注气吞吐参数影响规律实验分析 [J]. 重庆大学学报(自然科学版), 2013, 36(11): 115-120.
- Sun Xiaofei, Zhang Yanyu, Zhang Xiansong, et al. Experiments analysis on the influence induced by parameters of nature gas huff and puff in foamy oil reservoir [J]. Journal of Chongqing University, 2013, 36(11): 115-120.
- [19] 张本艳, 党文斌, 王少朋, 等. 鄂尔多斯盆地红河油田长 8 储层致密砂岩油藏注 CO₂ 提高采收率. [J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 272-275.
- Zhang Benyan, Dang Wenbin, Wang Shaopeng, et al. CO₂-EOR in Chang 8 tight sandstone reservoir of Honghe oilfield in Ordos Basin. [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 272-275.

(编辑 董立)