

氮气泡沫驱气体窜流特征实验研究

李兆敏¹, 张习斌¹, 李松岩¹, 王弘宇², 李宾飞¹, 鹿 腾¹

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300452)

摘要:在泡沫驱提高油田采收率的过程中容易发生气体窜流现象。为了界定气窜时机和程度,提出产气率上升指数 I_g ;通过物理模拟实验,研究起泡剂浓度、注入方式、注入速度以及含油饱和度等参数对氮气泡沫驱气窜现象的影响。结果表明:表面活性剂可以增强液膜的强度,液膜排液作用降低了气窜现象的发生;使用泡沫发生器产生的泡沫质量优于段塞注入以及气液共注等方式,且不易发生气窜;注入速度越小,越容易发生气窜现象,但是注入速度超过一定值以后,泡沫的封堵能力趋于稳定; $I_g=0.5$ 为临界气窜点,超过临界气窜点,即发生气窜。

关键词:氮气泡沫驱;气窜;影响因素;产气上升率指数;临界气窜点

中图分类号:TE 357.4

文献标志码:A

引用格式:李兆敏,张习斌,李松岩,等. 氮气泡沫驱气体窜流特征实验研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016,40(5):96-103.

LI Zhaomin, ZHANG Xibin, LI Songyan, et al. Experimental study on gas channeling problem of N_2 foam flooding[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2016,40(5):96-103.

Experimental study on gas channeling problem of N_2 foam flooding

LI Zhaomin¹, ZHANG Xibin¹, LI Songyan¹, WANG Hongyu², LI Binfei¹, LU Teng¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin 300452, China)

Abstract: The gas channeling problem happens often during the foam flooding for enhancing oil recovery. In order to define the gas channeling opportunity and degree, the index number of gas production rate I_g was proposed. The influences of surfactant concentration, injection manner, injection rate and oil saturation on the N_2 foam flooding were investigated through physical simulation experiments. The results show that the high foam surfactant concentration can cause a high strength of liquid film, in which the function of liquid film flowing can reduce the chance of gas channeling. Compared with the slug injection and gas/liquid injection, the foam from generator has a better quality and has less chance of gas channeling. It is also found that low velocity of injection causes the gas channeling easily. However, when the velocity is above the certain value, the blockage ability of foam becomes stable. The I_g value of 0.5 is defined as the critical gas channeling point, above which the gas channeling will happen.

Keywords: N_2 foam flooding; gas channeling; affecting factor; index number of gas production rate; critical gas channeling point

泡沫驱油^[14]过程中会出现气体窜流现象,一方面降低了泡沫驱的波及体积^[5-8],另一方面生产井出口端较高的气油比会影响抽油泵的泵效,严重时甚至会产生气锁,抽油泵不能正常工作,不利于油田的生产。常用的气窜现象识别的方法有气相色谱法、

示踪剂法和压差法。林杨等^[9]综合考虑了油藏渗透率、高低渗层级差、注入压力等因素对于 CO_2 驱过程中气体窜逸程度的影响,并用经验关系式表征了储层的窜逸程度,计算了气体在多孔介质中的低渗透层气窜时间,分析了各个因素对气体在油藏中

窜逸的影响程度;旷曦域等^[10]设计了空气泡沫防窜实验,研究了气体突破后的注气时间对空气泡沫防窜能力的影响,以出口端气体量陡增时的注入压差为气窜压力界定气窜。使用压差法界定气窜的方法比较简单,使用经验公式表征气窜程度可有效判断气窜时间,但两者都无法确定注入气对产出气的影响。笔者提出产气率上升指数 I_g ,通过物理模拟方法进行岩心驱替实验,研究起泡剂浓度、注入方式、注入速度以及含油饱和度等不同参数对氮气泡沫驱过程中气体窜流的影响,并对临界气窜点(I_g)的适应性进行判断。

1 泡沫驱过程中气体窜流的判据

泡沫流体在油藏中驱油主要依靠两方面的机制,一个是利用泡沫剂的活性成分降低油水的界面张力^[11],提高注入液的洗油能力^[12-14];另一方面是利用泡沫在油藏中形成有效的封堵提高注入压差,从而提高油藏的波及体积和油藏的采出程度^[15-16]。由于地层非均质性、重力超覆、注入方式以及气液混合的影响,发生气体窜流(即气窜)是氮气泡沫驱面临的重要难题,气窜的发生通常表现为油田采收率较低,生产井见气严重,出口端气油比或者气液比大幅度上升。衡量泡沫封堵能力的重要指标主要是泡沫阻力因子^[17-18]与气相饱和度^[19-20]。泡沫阻力因子是泡沫体系在岩心运移达到平衡时岩心两端所建立的压差与单纯注水时的压差的比值。气相饱和度反映了气体在岩心中的残留程度,即气体占据了一定的孔隙空间成为束缚气,从而降低了液相渗透率。阻力因子与气相饱和度在一定程度上反映了泡沫的封堵效果,但是不能系统地判断气窜发生的时机和程度。

图1为油井产出液中产气率随时间的变化曲线。

为更好地检验发生气窜的时机、气窜程度以及定量描述产生气窜的过程,定义产气率上升指数 I_g 判断泡沫驱气窜时机。在图1的基础上, I_g 值由下式得到:

$$I_g = \frac{\int_{t_1}^{t_2} f_g dt}{t_2 - t_1} \quad (1)$$

式中 f_g 为生产井的产气率,即某时刻生产井产气量占总产量的比例; t_1 和 t_2 分别为生产开始和结束时间,s。

I_g 值越大,生产井见气速度越快,在储层中存在

的孔道越大,容易形成气体窜流通道,发生气窜。

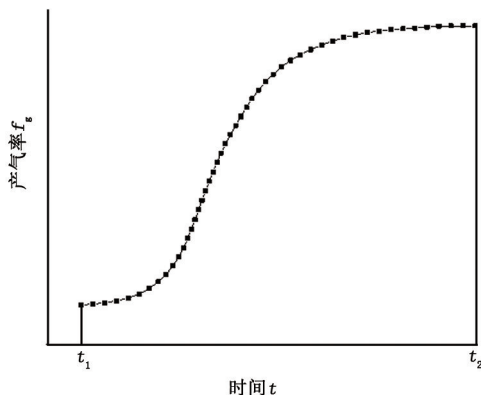


图1 油井产出液中产气率随时间的变化

Fig.1 Relationship between gas production rate and time

气液比对泡沫驱的效果会产生影响,综合考虑经验数据与现场经济效益等因素,多采用1:1作为注入气液比。本实验中定义 $I_g=0.5$ 为临界气窜点,判断某一时刻是否发生气窜,则注入端含气率为50%,出口端含气率为50%时,泡沫驱替过程比较稳定,气液含量未发生变化;出口端含气率大于50%时,可认为发生了气体窜流,含气率越大说明气窜越严重。通过对比室内实验数据规律发现,当 I_g 值超过0.5时,出口端产气量较大,可以作为判定气窜的标准。

2 气体窜流特征实验

2.1 实验药品

根据油藏条件(地层温度60℃,地层水矿化度17.435 g/L),选择氮气泡沫为研究对象,进行泡沫驱替过程中气体窜流规律实验研究;氮气泡沫采用阴离子起泡剂,起泡剂质量分数优选为0.5%;氮气纯度99.99%;原油为实际油藏区块原油。

2.2 实验装置

氮气泡沫驱气体窜流特征实验模拟装置主要由溶剂注入装置、人工填砂一维均质物理模型和计量系统组成,如图2所示。实验通过ISCO柱塞泵(柱塞体积102.93 mL,流量为0.01~25 mL/min,压力为0~68.9 MPa,流量精度±0.3%,压力精度(±0.5%))和气体流量计(型号5850E,标准状况下流量0~50 mL/min,精度(±1%)FS)分别控制注入泡沫发生器的起泡剂水溶液和氮气流量,然后将产生的泡沫注入填砂管模型(规格Φ25 mm×600 mm),注入过程中使用压力传感器(型号3210PD,量程50 MPa,精度0.1% FS)实时记录岩心管两端的压力,天平(型号PL3002,量程3100 g,分度值0.01 g)和

称重传感器实时称量岩心管的重量。计量系统由锥形瓶和量筒组成,气体由排水法收集。实验开始时,第一个空锥形瓶用于计量产出液体体积;第二个锥形瓶盛满自来水,用于排水法收集气体,气体占据体积,将锥形瓶中的自来水挤压到量筒中,量筒中自来

水的体积可以反映产出液中气体的含量。调整不同的泡沫注入参数,得到不同影响因素的实验结果,通过对实验数据分析整理得到泡沫阻力因子、岩心气相饱和度以及产气率上升指数 I_g 等数值。

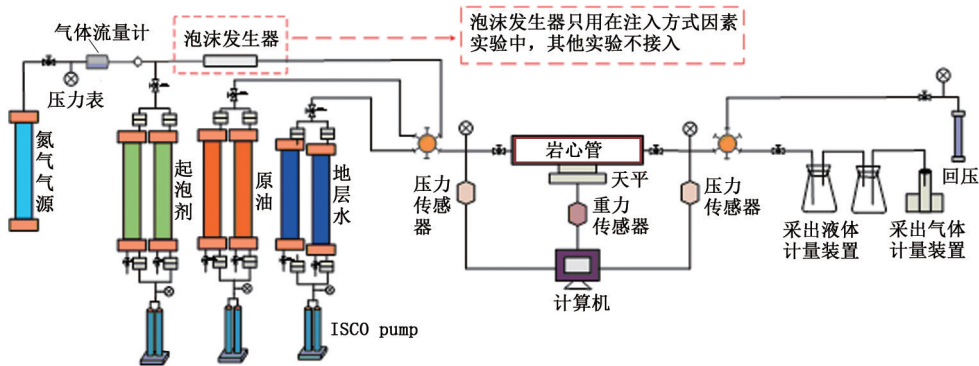


图 2 实验装置
Fig. 2 Experiment apparatus

2.3 实验步骤

不含油时氮气泡沫驱实验:①按照一定配比填制人工填砂管,将填砂管抽真空,饱和地层水,测量填砂管的干重和湿重,计算岩心孔隙体积;②对填砂管进行水测渗透率,记录压力表读数,根据 Darcy 渗流定律获得渗透率等相关参数,具体可参照石油天然气行业标准(SY/T 5345-1999);③根据不同的实验条件,分别改变起泡剂浓度、注入方式、注入速度以及气液比,进行单岩心 N₂ 泡沫驱替实验,为方便计量,将岩心中的累积注入量换算成流体的孔隙体积倍数(V_p)。驱替实验包括:先注入 0.2 V_p 前置水驱,然后注入 0.3 V_p 起泡剂溶液;再进行泡沫驱,注入泡沫量 2.5 V_p ;最后进行 1.5 V_p 后续水驱;④记录

驱替过程中填砂管两端压力、填砂管重量以及出口端产出液等数据,计算阻力因子、气相饱和度、产气率与产气率上升指数。

含油时氮气泡沫驱实验:在进行氮气驱实验前,对填砂管岩心进行饱和油处理,流量设定为 0.5 mL/min,并记录初始含油饱和度(S_o)。其他步骤与不含油时氮气泡沫驱实验方法相同。

3 N₂ 泡沫驱气窜特征的影响因素

3.1 起泡剂质量分数

泡沫的液膜很大程度上决定了泡沫的稳定性,而起泡剂的质量分数直接影响着液膜的强弱。起泡剂质量分数对泡沫驱替过程的影响结果见表 1。

表 1 起泡剂质量分数的影响

Table 1 Effects of mass fraction

岩心 编号	渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	含油饱和度 $S_o/\%$	注入速度/ ($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	注入端 气液比	起泡剂质量 分数/ $\%$	注入 方式	出口端 现象
1 [#]	4 143	0	2	1 : 1	0.2	气液共注	大段气体段塞
2 [#]	4 238	0	2	1 : 1	0.3	气液共注	气体段塞
3 [#]	3 945	0	2	1 : 1	0.5	气液共注	泡沫与气体段塞
4 [#]	3 947	0	2	1 : 1	0.8	气液共注	均匀的泡沫
5 [#]	3 947	0	2	1 : 1	1.0	气液共注	均匀的泡沫

从表 2 看出,泡沫驱阻力因子与起泡剂质量分数呈正相关关系,即泡沫驱的封堵性随着起泡剂质量分数的增加而增大。这是因为使用较高质量分数的起泡剂,更容易形成泡沫,岩心中的泡沫数量相对较多,产生的封堵性能较强,阻力因子较大。起泡剂质量分数越高,岩心内滞留的气体量越多,气相饱和度越大,图 3 中产气率上升指数 I_g 越小,越不容易

突破 0.5 发生气体窜流。

岩心中的孔隙对泡沫具有吸附和捕集作用,岩心中的饱和水以及实验开始时进行的水驱会对岩心中的起泡剂起到稀释作用。结合室内起泡剂性能评价实验以及综合考虑油田的经济因素,起泡剂的最佳使用质量分数为 0.5%,对比不同阻力因子的增加速度,发现质量分数为 0.5% 的起泡剂阻力因子

增加的速度最快,泡沫驱过程中阻力因子与气相饱和度的数值最大,使泡沫具有较好的封堵防窜性能,也降低了生产成本。

表 2 起泡剂质量分数对泡沫封堵能力的影响

Table 2 Effect of mass fraction of surfactant on foam blockage ability

起泡剂质量分数/%	阻力因子	气相饱和度 S_g /%
0.2	56	23.7
0.3	284	29.7
0.5	553	45.2
0.8	754	54.6
1.0	803	81.4

3.2 注入方式

注入方式主要通过改变泡沫的质量,从而影响泡沫驱的封堵性能,不同注入方式实验结果见表 3。

N_2 泡沫驱防气窜性能会受到泡沫注入方式的影响,根据表 4 分析得知,使用泡沫发生器,先在地面形成泡沫,再注入地层,此时泡沫驱的阻力因子较大,产生的泡沫质量优于气液共注以及段塞注入等

表 3 注入方式实验

Table 3 Experiment of injection manner

岩心编号	渗透率 $k/10^{-3} \mu m^2$	含油饱和度 S_o /%	注入速度/ ($mL \cdot min^{-1}$)	注入端 气液比	起泡剂质量 分数/%	注入方式	出口端 现象
6#	5 120	0	2	1 : 1	0.5	气液共注	泡沫段塞
7#	4 985	0	2	1 : 1	0.5	段塞注入	大量气体
8#	4 933	0	2	1 : 1	0.5	泡沫发生器	均匀泡沫

表 4 注入方式对泡沫封堵能力的影响

Table 4 Effect of injection manner on foam blockage ability

注入方式	阻力因子	气相饱和度 S_g /%
段塞注入	205	41.6
气液共注入	326	55.6
泡沫发生器	652	59.1

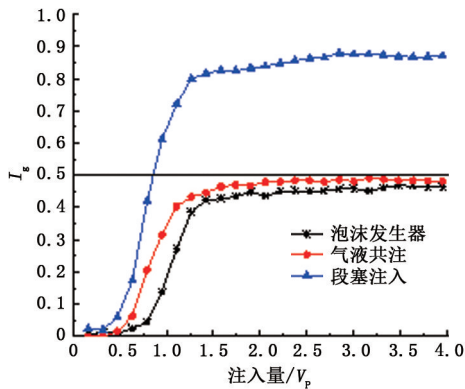


图 4 不同注入方式下 I_g 与注入量的关系

Fig. 4 Relations between I_g and injection volume with different injection manner

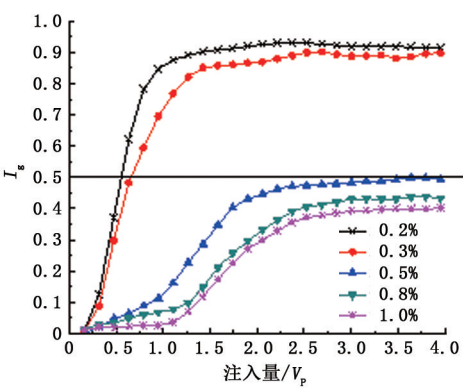


图 3 不同起泡剂质量分数下 I_g 与注入量的关系

Fig. 3 Relations between I_g and injection volume with different mass fraction of surfactant

方式。这是因为段塞注入时, N_2 与起泡剂溶液没有充分接触混合,生成的泡沫稳定性较差,泡沫易破裂,封堵压差较小,防气窜效果不理想。观察段塞注入方式下的实验现象,发现其气相饱和度呈现出波浪状,符合段塞注入的特点,结合图 4 得知,段塞注入方式下产气率上升指数 I_g 较快超过 0.5,发生气体窜流现象。

泡沫驱替开始时,3 种注入方式产生的阻力因子差别不明显,但随着注入量的增加,使用泡沫发生器产生的阻力因子明显高于其他两种注入方式。随着注气量的增加,泡沫的液膜变薄,变薄到一定程度液膜会破裂,岩心管中的泡沫数量会减少,防气窜性能变差。因此,可以使用泡沫发生器形成稳定的泡沫之后,再进行泡沫驱替,如果考虑经济条件,也可以小范围采用气液共注的方式,防止气窜的发生。

3.3 注入速度

泡沫由气体和液体组成,气、液的混合程度直接影响着形成泡沫的质量,改变注入速度进行实验,结果见表 5。

表 6 表明,泡沫驱的阻力因子随着泡沫注入速度的增加而增大。注入速度相对较低时,随着注入速度的增加,注入的气体与起泡剂溶液能够充分地混合,形成均匀稳定的泡沫,对岩心孔隙的封堵防气窜能力较强,阻力因子相对较大。但是当速度增加超过某一临界数值时,阻力因子的增加幅度变得平缓,这是因为当注入的速度比较高时,气体产生严重

的滑脱效应,气液混合不充分,岩心的剪切作用不理想,使得泡沫较疏松,稳定性降低,容易破灭,表现为阻力因子的增加幅度趋于平缓。

表 5 注入速度实验

Table 5 Experiment of injection rate

岩心编号	渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	含油饱和度 $S_o/\%$	注入速度/ $(\text{mL} \cdot \text{min}^{-1})$	注入端 气液比	起泡剂质量 分数/%	注入方式	出口端 现象
9 [#]	4 185	0	1	1 : 1	0.5	气液共注	气体 段塞
10 [#]	3 945	0	2	1 : 1	0.5	气液共注	少量气体段塞
11 [#]	3 888	0	3	1 : 1	0.5	气液共注	均匀泡沫
12 [#]	3 888	0	4	1 : 1	0.5	气液共注	泡沫段塞

表 6 注入速度对泡沫封堵能力的影响

Table 6 Effect of injection rate on foam blockage ability

注入速度/ $(\text{mL} \cdot \text{min}^{-1})$	阻力因子	气相饱和度 $S_g/\%$
1	158	34.6
2	443	42.2
3	562	50.6
4	629	70.1

在不同的注入速度下,泡沫驱过程中注入相同量时,岩心中的气相饱和度随着注入速度的增加而增大,说明速度达到一定值时才能开始形成有效的封堵。当注入速度为 1 mL/min 时,泡沫驱过程中最大的气相饱和度为 34.6%,图 5 中的产气率上升指数 I_g 很快突破 0.5,且数值较大,其阻力因子也较小,并不能形成有效的封堵。当注入速度大于 3 mL/min 时,综合考虑阻力因子、气相饱和度以及产气率上升指数 I_g 等 3 个因素,可以认为封堵效果良好,产生了有效的封堵。

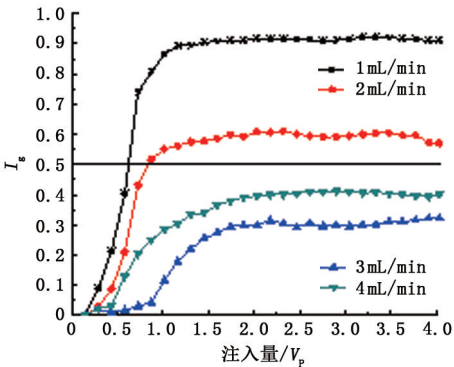


图 5 不同注入速度下 I_g 与注入量的关系

Fig. 5 Relations between I_g and injection volume with different injection rate

3.4 含油饱和度

实验研究了不同含油饱和度对泡沫驱过程中气体窜流的影响,结果见表 7。

表 7 含油饱和度实验

Table 7 Experiment of oil saturation

岩心编号	渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	含油饱和度 $S_o/\%$	注入速度/ $(\text{mL} \cdot \text{min}^{-1})$	注入端 气液比	起泡剂质量 分数/%	注入方式	出口端 现象
13 [#]	4 385	21.12	2	1 : 1	0.5	气液共注	均匀的泡沫
14 [#]	4 385	38.96	2	1 : 1	0.5	气液共注	泡沫段塞
15 [#]	4 933	62.44	2	1 : 1	0.5	气液共注	气体
16 [#]	4 933	77.56	2	1 : 1	0.5	气液共注	大量气体

表 8 表明,随着含油饱和度的增加,泡沫的阻力因子明显下降,当含油饱和度超过 38.96% 时,整个驱替过程中的流动阻力变化幅度很小。这是由于原油接触泡沫后乳化成小油珠,在外力和界面张力的驱动下进入泡沫内,以不同形式在不同程度上影响和破坏泡膜的完整性,从而加速了泡沫的破裂,降低了泡沫的稳定性和泡沫的封堵性能。

泡沫对于油水层的封堵具有一定选择性,泡沫在含油饱和度较高的岩心消泡作用较强,遇油消泡作用使气泡不能形成聚并,气相不能有效地滞留在岩心管内部,含油饱和度越大,岩心的气相饱和度越小,泡沫的封堵作用较弱,在出口端表现为产气率上

升指数 I_g 很快突破 0.5,发生气体窜流,影响采收率。对比前面不同影响因素的实验,发现当气相饱和度达到一定数值后,泡沫驱才会产生有效的封堵。对比分析表 8 和图 6 中不同含油饱和度的实验结果,发现含油岩心中的油相在岩心中占据了一定的饱和度,使得气相饱和度最大值出现在含油饱和度为 21.12% 的岩心中,为 48.3%,在此含油饱和度的情况下,整个泡沫驱过程中 I_g 始终未突破 0.5,增加幅度平缓,没有发生气窜,泡沫对油水层的选择性使得泡沫优先封堵水层,这对于泡沫驱提高含油饱和度高的小层的驱替强度具有重要意义。

表 8 含油饱和度比对泡沫封堵能力的影响
Table 8 Effect of oil saturation on foam
blockage ability

含油饱和度 $S_o/\%$	阻力因子	气相饱和度 $S_g/\%$
21. 12	941	48. 3
38. 96	345	33. 1
62. 14	212	22. 6
77. 56	45	8. 8

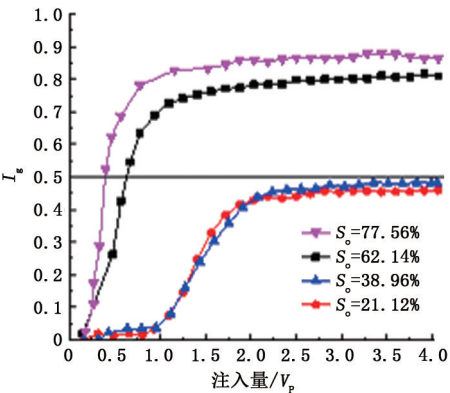


图 6 不同含油饱和度下 I_g 与注入量的关系
Fig. 6 Relations between I_g and injection
volume with different oil saturation

4 产气率上升指数的适用性

注入气液比也是影响泡沫驱实验的一个因素,对生产井的含气率也产生一定的影响,因此为了研究注入气液比对泡沫驱气体窜流的影响,同时为了检验产气率上升指数的适用情况,进行了不同注入气液比情况下的泡沫驱实验,结果见表 9。

由表 10 看出,泡沫驱的阻力因子会随着泡沫驱注入气液比的增加先增大后减小,这是因为气液比越大,泡沫的干度变得越大,稳定性也随之增强,单个泡沫破裂所需要克服的屈服阻力变大,表现为阻力因子的增加。但是当气液比增加到一定程度时,孔喉中的压差增大,在孔隙介质中形成较大尺寸的泡沫,使得泡沫的液膜强度变薄,而且起泡剂的含量相对于气体来说较少。当气液比继续增加,超过了泡沫的屈服破裂阻力时,泡沫的液膜会破裂,气液分离,气体多呈现为连续流动状态,形成的泡沫不稳定。通过计算发现,气液比为 1 : 3 和 3 : 1 时,泡沫驱过程中岩心内部的气相饱和度分别为 42. 9% 和 44. 5%,岩心内部气体含量相对较少,不能形成有效的封堵,在图 7 中产气率上升指数 I_g 方面也表现为 I_g 突破了 0.5。所以气液比太大和太小都会对泡沫的封堵性能产生不利的影响,实验研究的最佳气液比为 2 : 1。

表 9 气液比实验

Table 9 Experiment of gas liquid ratio							
岩心 编号	渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	含油饱和度 $S_o/\%$	注入速度/ ($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	注入端 气液比	起泡剂质量 分数/ $\%$	注入方式	出口端 现象
17#	3947	0	2	1 : 3	0.5	气液共注	大量气体段塞
18#	3945	0	2	1 : 1	0.5	气液共注	泡沫与气体段塞
19#	3947	0	2	2 : 1	0.5	气液共注	均匀的泡沫
20#	4154	0	2	3 : 1	0.5	气液共注	气体 段塞

表 10 注入气液比对泡沫封堵能力的影响
Table 10 Effect of gas liquid ratio on foam
blockage ability

注入气液比	阻力因子	气相饱和度 $S_g/\%$
1 : 3	157	42. 9
1 : 1	408	57. 0
2 : 1	453	65. 2
3 : 1	280	44. 5

根据图 7 并结合实验现象发现,当注入气液比为 1 : 1 和 2 : 1 时,随着泡沫的注入 I_g 都低于 0.5,同时也低于各自的注入气液比,出口端产出的泡沫较均匀,产气量很少,没有发生气窜;当注入气液比为 1 : 3 时,随着泡沫的注入 I_g 突破 0.5,此时出口端出现大量气体段塞,产气量增加,说明已发生气窜;当注入气液比为 3 : 1 时,实验过程中出口端产

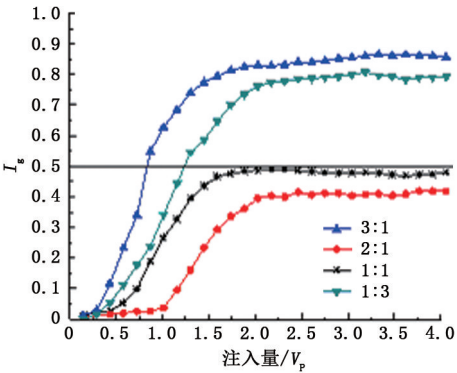


图 7 不同气液比下 I_g 与注入量的关系
Fig. 7 Relations between I_g and injection
volume with different gas liquid ratio

气量相对较多,当 I_g 达到 0.5 时,出口端产气量陡增,随后产气量持续增加,但增幅减缓,说明岩心内

部产生明显的气体窜流通道,封堵失效。

通过研究不同气液比对气体窜流的影响可以得出:将产气率上升指数 $I_g = 0.5$ 作为临界气窜点可以判断不同气液比情况下发生气窜的时间,与实验现象相吻合,具有一定的适用性。

5 结 论

(1) 为了判断气窜时间及气窜程度,定义产气上升率指数 I_g 作为判断指标。界定 $I_g = 0.5$ 为临界气窜点, I_g 值超过 0.5 发生气窜,且 I_g 值越大气窜程度越严重。用 I_g 值对气窜问题的判断结果与实验所得现象基本一致。

(2) N_2 泡沫的渗流阻力因子随着表面活性剂的质量分数的升高而增大,起泡剂质量分数大于 0.5%,泡沫驱的阻力因子较大,泡沫封堵防气窜能力随之增强;注入速度的增加也有利于增加泡沫驱的封堵性能,减少气窜的发生;阻力因子随着注入气液比的增大,其封堵能力先增大后减小,气液比为 2:1 时封堵作用最好。

(3) 泡沫驱封堵能力具有良好的选择性,在合理的地层渗透率范围内,通过使用泡沫发生器,或在最佳气液比 2:1 的情况下形成稳定的泡沫,对地层进行封堵,起到防气窜的作用。

(4) 由于泡沫流体遇油消泡,随着含油饱和度的增加,泡沫的阻力因子明显降低,最后变化趋于平缓,当含油饱和度低于 38.96% 时,泡沫体系可以对渗透层形成良好的封堵性能,减少气窜的发生;当含油饱和度高于 38.96% 时,阻力因子非常低,泡沫体系不能形成较为有效的封堵,容易发生气窜。

参考文献:

[1] 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 Maosheng, LIN Riyi, et al. Laboratory study on foam plugging and selective divided-flow[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007,28(4):115-118.

[2] 李兆敏,李冉,史江恒. 泡沫在油气田开发中的应用及展望(Ⅰ):起泡剂及泡沫流体在井筒中的应用[J]. 油田化学,2012,29(4):507-512.
LI Zhaomin, LI Ran, SHI Jiangheng. Application and outlook of oil and gasfield development (I):foaming agent and application of foam fluid in wellbore [J]. Oilfield Chemistry, 2012,29(4):507-512.

[3] 李兆敏,李冉,刘伟. 泡沫在油气田开发中的应用及展望(Ⅱ):泡沫流体在近井及地层中的应用[J]. 油田化

学,2013,30(1):155-160.

LI Zhaomin, LI Ran, LIU Wei. Application and outlook of foam in oil and gasfield development (Ⅱ):foam fluid in immediate vicinity of wellbore and formation[J]. Oil-field Chemistry, 2013,30(1):155-160.

- [4] 郭兰磊. 泡沫体系多流态渗流特征试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(3):126-129.
GUO Lanlei. Experiment on multiple flow regime characteristics of foam system[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012,36(3):126-129.
- [5] WANG Demin, CHENG Jiecheng, WU Junzheng, et al. Summary of ASP pilots in Daqing Oilfield [R]. SPE 57288, 1999.
- [6] 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. Performace 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 Science Edition), 2011,13(2):9-11.
- [7] YIN Guoqiang, REID B G, YI S. Oil recovery and surfactant adsorption during CO_2 -foam flooding [R]. SPE 19787,2009.
- [8] 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 N_2 foam in porous media[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2009,38(3):227-230.
- [9] 林杨,刘杨,胡雪. CO_2 在非均质多孔介质中的气窜与运移[J]. 石油化工高等学校学报,2010,23(2):43-46.
LIN Yang, LIU Yang, HU Xue. Gas channeling and migration of CO_2 in the non-homogeneous porous media[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2010,23(2):43-46.
- [10] 旷曦域,曹献平,钟栋. 空气泡沫防气窜能力评价的实验研究[J]. 油气藏评价与开发,2012,2(3):34-37.
KUANG Xiyu, CAO Xianping, ZHONG Dong. Experimental study on the evaluation of anti-channeling performance of air foam[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2012,2(3):34-37.
- [11] MILLER M J, FOGLER H S. A mechanistic investigation of waterflood diversion using foamed gels[R]. SPE 24662,1995.
- [12] FULCHER J R A, TURGAY E. Effect of capillary num-

- ber and its constituents on two-phase relative permeability curves[R]. SPE 12170-PA, 1985.
- [13] 付继彤,张莉,尹德江,等. 强化泡沫的封堵调剖及现场试验[J]. 油气地质与采收率,2005,12(5):47-49.
FU Jitong, ZHANG Li, YIN Dejiang, et al. The performance of plugging and profile control and field experiment of enhanced foam[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2005, 12(5):47-49.
- [14] SAINTPERE S, MARCILLAT Y. Hole cleaning capabilities of foams compared to conventional fluids[R]. SPE 63049, 2000.
- [15] SIMJOO M, DONG Y, ANDRIANOV A, et al. A CT scan study of immiscible foam flow in porous media for EOR[R]. SPE 155633, 2012.
- [16] 杨燕,蒲万芬,周明. 驱油泡沫稳定剂的性能研究[J]. 西南石油学院学报,2002,24(4):60-62.
YANG Yan, PU Wanfen, ZHOU Ming. Properties of stabilizers for foam flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002,24(4):60-62.
- [17] 王其伟. 泡沫驱提高原油采收率及对环境的影响研究[D]. 青岛:中国石油大学,2009.
WANG Qiwei. Research on enhanced oil recovery of foam flooding and effect on environment [D]. Qingdao: China University of Petroleum,2009.
- [18] 王其伟,郭平,周国华,等. 泡沫体系封堵性能影响因素实验研究[J]. 特种油气藏,2003,10(3):79-81.
WANG Qiwei, GUO Ping, ZHOU Guohua, et al. Experimental study of factors affecting the sealing characteristics of foam system[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2003,10(3):79-81.
- [19] FARAJZADEH R, ANDRIANOV A, KRASTEV R, et al. Foam-oil interaction in porous media: implications for foam assisted enhanced oil recovery[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2012,183:1-13.
- [20] 王佩华. 泡沫堵水调剖技术综述[J]. 钻采工艺,2000,23(2):60-62.
WANG Peihua. Overview on technology of water shutoff/profile control agent of foam[J]. Drilling & Production Technology, 2000,23(2):60-62.

(编辑 刘为清)