

# 非均质储层 CO<sub>2</sub> 泡沫调驱注入参数优化实验研究

赵金省<sup>1</sup>, 谭俊领<sup>2</sup>, 古正富<sup>2</sup>, 刘笑春<sup>2</sup>

(1. 西安石油大学石油工程学院, 西安 710065; 2. 长庆油田公司油气工艺研究院, 西安 710021)

[摘要] 针对华庆长6储层地层水的特点,以综合起泡能力为评价指标,对常用的6种起泡剂进行了优选,优选出ZY-1型起泡剂,起泡剂浓度为0.5%,稳泡剂浓度为764 mg/L。在此基础上,采用渗透率级差接近的两组并联岩心,进行了注入方式和注入段塞组合的优化实验。结果表明,地下起泡方式,即CO<sub>2</sub>和起泡剂交替注入的方式可以在高渗透层中形成较高的封堵压差,具有较好的驱油效果。最优的段塞组合是0.2倍孔隙体积的起泡剂+0.4倍孔隙体积的CO<sub>2</sub>气体,总注入段塞是0.6倍孔隙体积。

[关键词] 非均质储层; CO<sub>2</sub> 泡沫; 调驱; 注入参数; 实验研究

[中图分类号] TE357.42 [文献标识码] A [文章编号] 1009-1742(2012)11-0088-06

## 1 前言

我国已动用的数十亿吨低渗透储量面临提高驱替效率的问题<sup>[1]</sup>。低渗透油田具有孔喉小、物性差、非均质性强等特点,水驱过程中吸水能力小、油井注水开发见效慢、含水率急剧上升,因此注水开发难度大。同时,我国已发现的含CO<sub>2</sub>的天然气藏中的CO<sub>2</sub>面临减排的压力。低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱油技术是解决上述难题的有效途径之一。

CO<sub>2</sub>驱油具有不受储层温度、矿化度的限制,适用范围大,驱油成本低,采收率提高显著等优点<sup>[1]</sup>,尤其是对低渗透油藏和特殊类型油藏比较有效,因此成为国内外较为推崇的一种提高采收率方式。单纯采用CO<sub>2</sub>,由于储层非均质性和流度差异的存在,很容易造成CO<sub>2</sub>气体的窜流,而泡沫可以显著降低气体的流度,延缓气体在驱替过程中的突破、窜流。应用泡沫驱油技术<sup>[2~4]</sup>,可以从储层中获得比水驱等其他传统提高采收率(EOR)方法更高的采收率,特别是泡沫体系对非均质地层具有调剖的效应,具有“堵大不堵小”、“堵水不堵油”的特点,有利于提

高中、低渗透层的采收率。

泡沫的注入方式,即泡沫的起泡方式,分为地面起泡和地下起泡。地面起泡是在地面注入时,以一定的气液比同时注入CO<sub>2</sub>气体和起泡剂溶液,使CO<sub>2</sub>气体和起泡剂溶液通过泡沫发生器生成泡沫,然后以泡沫的形式注入井下和储层中。地下起泡是指CO<sub>2</sub>气体和起泡剂溶液交替注入,使CO<sub>2</sub>气体和起泡剂溶液在储层多孔介质内生成泡沫。地下起泡相对于地面起泡的注入方式,其工艺上比较简单,且地面不需要用泡沫发生器。

在起泡剂类型、起泡剂浓度以及稳泡剂浓度优选的基础上,采用渗透率级差接近的并联岩心进行注入参数优化实验,考察两种注入方式和不同的段塞组合下的驱油效果。

## 2 起泡剂优选实验

### 2.1 起泡剂初选

油田常用的起泡剂主要有阴离子型起泡剂、非离子型起泡剂、复合型起泡剂、高聚物型起泡剂等几种类型,各种起泡剂基本的起泡性能差别较大,因此

[收稿日期] 2012-07-05

[基金项目] 国家自然科学基金(41102081);教育部重点项目(212172);陕西省教育厅专项科研项目(11JK0791);国家科技重大专项(2011ZX05013005)

[作者简介] 赵金省(1979—),男,河南泌阳县人,西安石油大学石油工程学院讲师,主要从事油气集输、采油工程理论与技术研究的工作;  
E-mail: jinsheng79317@163.com

在对起泡剂进行详细评价之前,对6种起泡剂进行了初步筛选。在初选实验中直接采用华庆长6储层地层水对起泡剂的性能进行了初步评价。

实验方法是 Waring Blender 法。Waring Blender 法是一种极为方便的评价泡沫性能的方法,实验时,在量杯中加入 100 mL 浓度为 0.5 % 的发泡剂溶液,高速(8 000 r/min)搅拌一定时间后,关闭开关,马上读取泡沫体积,表示发泡剂的发泡能力。然后记

录从泡沫中析出 50 mL 液体所需的时间,作为泡沫的半衰期,反映其稳定性。起泡体积和半衰期是两个相对独立的参数,一个反映了起泡的难易和数量,一个反映了泡沫的稳定性。为了更好地反映起泡剂的起泡和稳泡能力,实验中以起泡体积和半衰期的乘积作为综合起泡能力来评价泡沫。起泡剂初选实验结果见表 1。

表1 起泡剂初选实验结果

Table 1 The laboratory result of foam agent primary election

起泡剂	起泡体积/mL	半衰期/s	综合起泡能力/(mL·s)
HY-7	500	328.56	164 280.0
十二烷基苯磺酸钠 (ABS)	330	66.09	21 809.7
十二烷基硫酸钠 (SDS)	560	263.91	147 789.6
X-1	450	240.99	108 445.5
X-2	440	230.2	101 288.0
ZY-1	540	420.0	226 800.0

## 2.2 起泡剂浓度的优选

起泡剂浓度是影响起泡体积和半衰期的重要因素,也是进行后续评价实验的基础。通过测量不同浓度下起泡剂的起泡体积和半衰期,计算不同浓度下的综合起泡能力,并以此作为主要评价参数,确定后续实验中起泡剂的使用浓度。

由实验结果(见图1)可以看出,综合起泡能力并非随着起泡剂浓度的增加而一直增大,当起泡剂浓度增加到一定值时,综合起泡能力呈现下降趋势,结合综合起泡能力随浓度的变化曲线,确定在后续实验中选用浓度为 0.5 % 的起泡剂。

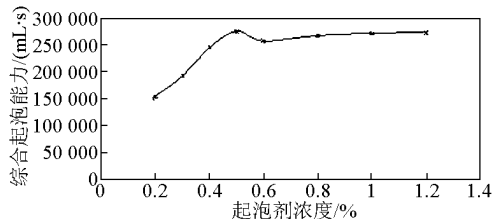


图1 不同起泡剂浓度下的综合起泡能力

Fig. 1 The comprehensive foaming ability of different foaming agent concentration

## 2.3 稳泡剂浓度的优选

一般来讲,增加起泡剂溶液的粘度有利于增加泡沫的稳定性,因此经常把聚合物作为稳泡剂,但会减小起泡剂的起泡体积。因此存在一个使综合起泡

能力达到最大值的最优稳泡剂浓度。

实验方法确定采用 Waring Blender 法,转速为 8 000 r/min,搅拌 3 min。

基液: 100 mL 不同聚丙烯酰胺(分子量 1 900 万)浓度的 ZY-1 型起泡剂溶液,起泡剂浓度为 0.5 %。

由图2可看出,存在一个最优的液相粘度,该液相粘度下,泡沫的综合起泡能力最好。本实验结果表明,在液相粘度为 25 mPa·s 时,泡沫的综合起泡能力达到最大值,对应的聚合物浓度为 764 mg/L。

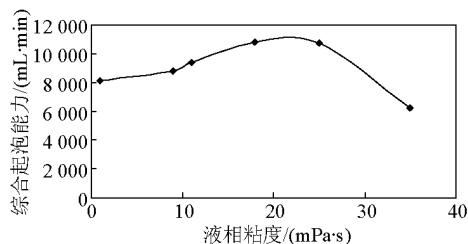


图2 液相粘度对综合起泡能力的影响

Fig. 2 The comprehensive foaming ability of different liquid phase viscosity

## 3 CO<sub>2</sub> 泡沫调驱注入方式优化实验

### 3.1 实验材料

1) 实验用油: 华庆油田长6储层脱气原油,与航空煤油按一定比例配成,70 °C 时密度为 0.865 g/cm<sup>3</sup>,

液相粘度为  $1.07 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

2) 实验用水: 华庆油田长 6 储层地层水, 矿化度  $80\,000 \text{ mg/L}$ 。

3) 化学试剂: 部分水解聚丙烯酰胺, 分子量 1 900 万, 大庆炼化集团生产; 起泡剂 ZY-1, 杭州中

野化工生产。

4) 实验环境: 温度  $70\text{ }^\circ\text{C}$ , 回压  $7 \text{ MPa}$ , 驱替速度为  $2 \text{ mL/min}$  (推进速度  $2.82 \text{ m/d}$ )。

5) 物理模型: 采用人工填制砂岩模型, 模型参数见表 2。

表 2 实验用岩心数据

Table 2 The core model parameters

岩心编号	气测渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	孔隙度/%	含油饱和度/%	管径/cm	管长/cm	渗透率级差
1	178.8	45.02	79.63	2.54	30	2.52
2	450.2	44.13	80.36	2.54	30	
3	185.5	43.89	78.30	2.54	30	2.3
4	465.6	44.23	81.17	2.54	30	

### 3.2 实验设备与流程

实验设备: 恒温箱、电子天平、高压计量泵、真空泵、泡沫发生器等。

泡沫驱替实验装置, 其流程如图 3 所示。该流程包括实施岩心饱和水、岩心饱和油、水驱油、 $\text{CO}_2$  驱油和泡沫驱油过程。

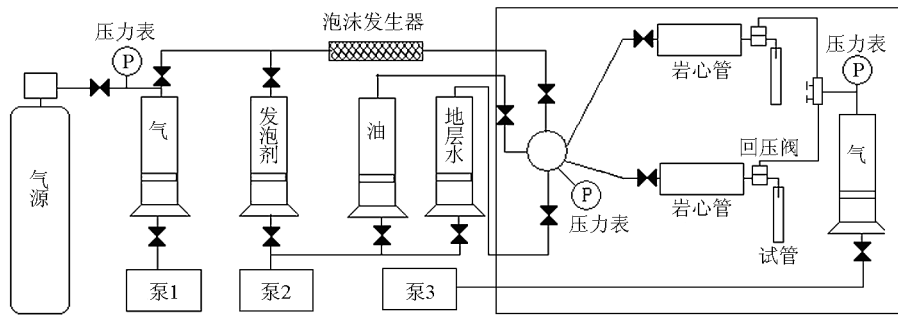


图 3  $\text{CO}_2$  泡沫调驱流程图

Fig. 3 The flow diagram of experiment with  $\text{CO}_2$  foam

### 3.3 实验步骤

1) 填制 2 根砂岩岩心, 测量气测岩心渗透率作为岩心的渗透率。

2) 分别称量岩心重量后, 抽真空 4 h。

3) 饱和水, 称量各岩心湿重, 计算各岩心的孔隙度及总孔隙, 放入恒温箱 1 h。

4) 分别饱和原油, 计算各岩心的含油饱和度及总含油量。

5) 对两组并联岩心进行水驱, 利用模拟的注入水作驱替液, 水驱油至模型综合含水量为 90%, 计算两个岩心管的水驱采收率, 并记录压力变化和两个岩心管的产液量和产油量。

6) 对于 1#和 2#并联岩心, 进行地面起泡方式注入, 即首先注入 0.1 PV (pore volume, 孔隙体积) 的前置起泡剂溶液, 再注入 0.4 PV 的  $\text{CO}_2$  泡沫, 然后进行后续水驱, 记录高低渗岩心管的出口液量及压力。

7) 对于 3#和 4#并联岩心, 进行地下起泡方式注入, 即首先注入 0.2 PV 的前置起泡剂溶液, 再注入 0.2 PV 的  $\text{CO}_2$  气体, 最后注入 0.1 PV 的起泡剂溶液, 然后进行后续水驱, 记录高低渗岩心管的出口液量及压力。

### 3.4 实验结果与分析

#### 3.4.1 地面起泡注入方式

地面起泡注入方式的实验结果见图 4 和图 5。

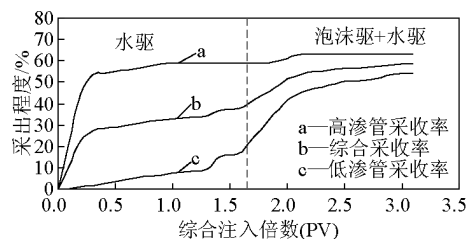


图 4 地面起泡注入方式采收程度曲线  
Fig. 4 The recovery percentage curves in ground-foaming way

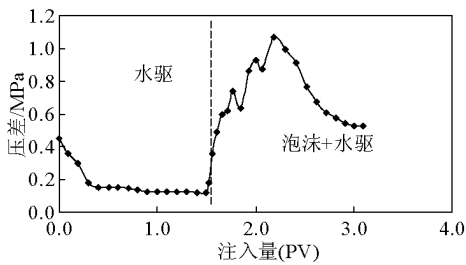


图5 地面起泡注入方式注采压差变化曲线

Fig. 5 The pressure difference curve in ground-foaming way

由图4和图5可以看出,在水驱过程中,由于水油流度比和渗透率的差异,使得注入水较容易在高渗岩心中形成窜流通道,其最终水驱综合采出程度为37.27%,而低渗岩心的动用程度不高,其最终水驱采出程度为15.65%,高渗岩心水驱采出程度为59.38%。

在注入量为1.6 PV时转泡沫驱。从图4中可以看出,在整个泡沫驱阶段,高渗管岩心的采出程度曲线变化一直比较平缓,说明泡沫体系在高渗管岩心起到了较好的封堵作用,使得后续的注入水可以大幅驱替低渗管中的剩余油。在注入泡沫2.2 PV时,泡沫的封堵压力达到最大,低渗管岩心的采出程度曲线斜率也达到最大,说明泡沫体系封堵住了高渗岩心的水驱窜流通道,使得驱替液转入低渗岩心,起到了分流调驱的作用。直至3.2 PV实验结束,高渗岩心最终采出程度为63.11%,低渗岩心最终采出程度为53.91%,综合最终采出程度为58.38%,由压差变化曲线可以看出,注泡沫后,压差升高,最大封堵压差达到1.05 MPa,是水驱后期压差的10倍左右。

### 3.4.2 地下起泡注入方式

地下起泡注入方式的实验结果见图6和图7。

由图6和图7看出,与地面起泡注入方式相比,注水阶段的采出程度曲线的变化规律基本一致,采出的油主要来自高渗透岩心。随着0.2 PV起泡剂+0.2 PV的CO<sub>2</sub>的气液交替注入,低渗岩心的采出程度曲线斜率增大,压差曲线也快速上升,最高压差达到1.2 MPa,是水驱后期压差的12倍,可见气液交替注入的地下起泡注入方式相对于直接注入泡沫的地面起泡方式具有较高的封堵压差。由采出程度曲线也可以看出,该注入方式的泡沫驱后的最终采收率为64.31%,与地面起泡注入方式相比提高了5.2%。

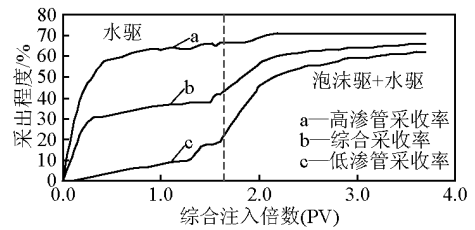


图6 地下起泡注入方式采出程度曲线

Fig. 6 The recovery percentage curves in formation-foaming way

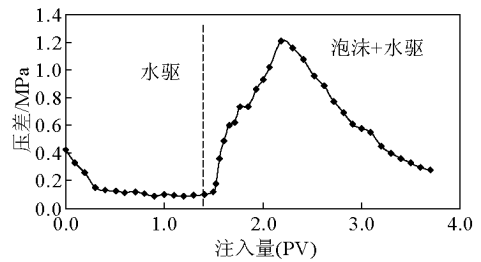


图7 地下起泡注入方式注采压差变化曲线

Fig. 7 The pressure difference curve in formation-foaming way

通过两组并联岩心对两种起泡方式的驱油效果研究发现,CO<sub>2</sub>气体与起泡剂交替注入方式的驱油效果明显好于地面起泡直接注入CO<sub>2</sub>泡沫的方式。另外,地面起泡后再注入,由于CO<sub>2</sub>和起泡剂的水溶液混合具有酸性,注入过程中容易对井筒套管造成腐蚀。因此,建议现场采用CO<sub>2</sub>气体与起泡剂交替注入方式。

## 4 CO<sub>2</sub>泡沫调驱注入段塞优化

由以上研究结果可知,CO<sub>2</sub>气体和起泡剂交替注入方式的驱油效果比较好,还需要对交替注入的CO<sub>2</sub>气体和起泡剂的段塞组合进行优化。

为了了解在并联含油岩心中段塞组合对CO<sub>2</sub>泡沫调驱效果的影响,特设计了3组渗透率及级差均相近的并联岩心加以研究。实验用的岩心参数及对应的段塞组合见表3。

### 4.1 实验装置与步骤

实验装置流程图如图3所示。实验试剂:CO<sub>2</sub>、华庆油田长6储层原油(70℃时粘度为1.0 mPa·s)、ZY-1型起泡剂、蒸馏水、华庆油田长6储层地层水、石英砂。实验环境:出口回压设定为8.0 MPa、实验温度设定为70℃、驱替速度为2 mL/min(推进速度2.82 m/d)。

表3 实验用岩心数据及注入段塞组合

Table 3 The core model parameters and injected foam segments

实验编号	气测渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	孔隙度/ %	含油饱和度/ %	管径/ cm	管长/ cm	渗透率级差	泡沫段塞组合
第1组	164.8	40.02	79.63	2.54	30	3.12	0.2 PV 起泡剂 + 0.2 PV CO <sub>2</sub>
	514.7	42.53	81.06	2.54	30		
第2组	170.1	42.89	78.80	2.54	30	2.98	0.2 PV 起泡剂 + 0.3 PV CO <sub>2</sub>
	506.9	44.93	79.17	2.54	30		
第3组	160.8	41.44	80.12	2.54	30	3.08	0.2 PV 起泡剂 + 0.4 PV CO <sub>2</sub>
	495.2	42.83	82.01	2.54	30		

实验步骤分为5步。

- 1) 填制2根砂岩岩心,测量气测渗透率。
- 2) 岩心称重,抽真空饱和水,计算岩心的孔隙度。
- 3) 饱和油,计算岩心的含油饱和度。

4) 对3组并联岩心进行水驱油实验,水驱油至模型综合含水量为90%,记录压力变化和2个岩心管的产液量和产油量,并计算2个岩心管的水驱采收率。

5) 按照表3的泡沫段塞组合对3组并联岩心分别注入起泡剂和CO<sub>2</sub>,然后进行后续水驱,记录高低渗岩心管的出口液量,并计算2个岩心管的泡沫驱采收率。

#### 4.2 实验结果与分析

实验结果见表4~表6和图8。

表4 段塞组合1提高采收率数据

Table 4 The data of enhanced oil recovery of

No. 1 segment group

岩石种类	水驱采出 程度/%	泡沫驱采出 程度/%	提高采 收率/%
高渗岩心	39.01	53.11	14.1
低渗岩心	18.05	38.5	20.45
综合	30.10	45.64	15.54

心,可以对低渗岩心的原油进行溶解降粘,大幅提高低渗岩心中的采出程度。因此最终采收率的提高幅度相对于前2种段塞组合都要高,后续水驱结束后,高低渗岩心的最终采出程度分别为62.5%和57.5%,综合采出程度为59.6%,相对于前两种段塞组合,最终的综合采收率分别提高了13.96%和5.7%。

表5 段塞组合2提高采收率数据

Table 5 The data of enhanced oil recovery of

No. 2 segment group

岩石种类	水驱采出 程度/%	泡沫驱采出 程度/%	提高采 收率/%
高渗岩心	45.9	60.1	14.2
低渗岩心	21.5	42.6	21.1
综合	33.0	53.9	20.9

表6 段塞组合3提高采收率数据

Table 6 The data of enhanced oil recovery of

No. 3 segment group

岩石种类	水驱采出 程度/%	泡沫驱采出 程度/%	提高采 收率/%
高渗岩心	47.5	62.5	15.0
低渗岩心	18.1	57.5	39.4
综合	33.2	59.6	26.4

由上述实验结果可知,段塞组合3(0.2 PV 起泡剂 + 0.4 PV CO<sub>2</sub>)的驱油效果最好。分析原因:前2种段塞组合对应的气液比分别是1:1和1.5:1,由于CO<sub>2</sub>气体在原油和水中的大量溶解,使形成的CO<sub>2</sub>泡沫的实际气液比要低于1:1,无法在形成高渗透岩心中形成稳定性较高的泡沫,而段塞组合3(0.2 PV 起泡剂 + 0.4 PV CO<sub>2</sub>)所对应的气液比为3:1,在注入0.4 PV的CO<sub>2</sub>气体中,首先一部分要溶解于水和原油中,然后一部分CO<sub>2</sub>气体和起泡剂在高渗透层中形成较稳定的泡沫,形成封堵,后续的CO<sub>2</sub>由于高渗透岩心中泡沫的封堵将进入低渗透岩

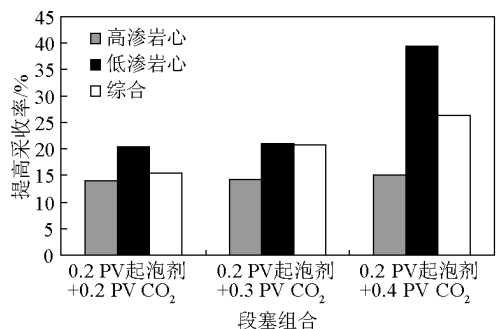


图8 3种段塞组合对提高采收率的影响

Fig. 8 The column graph of enhanced oil recovery data for 3 segment groups

通过对上述各情况的分析可知,较小的气液比是对提高采收率效果不利的,一方面在于初期泡沫体系中  $\text{CO}_2$  溶解于水和原油后的剩余量较少而导致无法有效起泡,另一方面  $\text{CO}_2$  气体较少也不能发挥  $\text{CO}_2$  气体对低渗透岩心中原油的降粘膨胀作用。对比 3 种段塞组合下的提高采收率的柱状图(见图 8),可以看出,随着气液比的增大,低渗透岩心中的采出程度逐渐增大,进而使最终的综合采收率也逐渐变大。

另外,由文献[4]和[5]可知, $\text{N}_2$  泡沫在含水岩心中达到最佳封堵效果的最佳气液比在 1:1。但  $\text{CO}_2$  气体不同于  $\text{N}_2$ ,其在原油中具有较高的溶解度,实际驱油中用到的气液比要大于 1:1,本实验结果也证实了这一点,最优气液比在 2:1 比较合适,对应的最优的段塞组合是 0.2 PV 起泡剂 + 0.4 PV  $\text{CO}_2$  气体,总注入段塞是 0.6 PV。

## 5 结语

1) 优选出的 ZY-1 型起泡剂在华庆长 6 储层 80 000 mg/L 矿化度的地层水条件下具有较好的综合起泡能力,可以用作  $\text{CO}_2$  泡沫调驱用起泡剂。

2)  $\text{CO}_2$  泡沫在非均质储层中具有较好的调驱效

果,可以充分发挥泡沫的封堵调剖和  $\text{CO}_2$  的驱油作用。

3)  $\text{CO}_2$  气体与起泡剂交替注入方式的驱油效果明显好于地面起泡直接注入  $\text{CO}_2$  泡沫的方式。地面起泡的注入方式在注入过程中容易对井筒油套管造成腐蚀。因此,建议现场采用  $\text{CO}_2$  气体与起泡剂交替注入方式。

4) 注入段塞优化结果表明,对应的最优段塞组合是 0.2 PV 起泡剂 + 0.4 PV  $\text{CO}_2$  气体,总注入段塞是 0.6 PV,最优气液比为 2:1。

## 参考文献

- [1] 刘洋. 芳 48 区块  $\text{CO}_2$  吞吐实验研究[D]. 大庆:大庆石油学院,2010.
- [2] 赵金省,李天太,张明,等. 聚合物驱后氮气泡沫驱油特性及效果[J]. 深圳大学学报:理工版,2010,27(3):361-366.
- [3] 赵金省,李天太,张明,等. 应用核磁共振进行聚驱后泡沫驱油特性研究[J]. 波谱学杂志,2010,27(2):221-229.
- [4] 赵金省. 聚驱后等流度泡沫驱油提高采收率技术研究[D]. 东营:中国石油大学(华东),2008.
- [5] 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.

# Experimental study on the $\text{CO}_2$ foam injecting way of profile control and flooding in heterogeneous reservoirs

Zhao Jinsheng<sup>1</sup>, Tan Junling<sup>2</sup>, Gu Zhengfu<sup>2</sup>, Liu Xiaochun<sup>2</sup>

(1. Institute of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China; 2. Oil & Gas Technology Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710021, China)

[Abstract] Aiming at the characteristic of the formation water of Huaqing Chang 6 reservoir and taking the comprehensive foaming ability as evaluation index, 6 foaming agents were optimized. ZY-1 foaming agent was the optimal foaming agent, and the optimal foaming agent concentration and foam stabilizer concentration were 0.5% and 764 mg/L respectively. On the basis of the foaming agent optimization result, using parallel cores with approximate permeability contrast,  $\text{CO}_2$  foam flooding experiment was simulated through 2 injection way. The experiment result showed that underground foaming way,  $\text{CO}_2$  and the foaming agent injected alternately, had higher plugging differential pressure and better displacement efficiency. The optimal injection slug combination was first 0.2 PV (pore volume) foaming agent solution and then 0.4 PV  $\text{CO}_2$  gas, and the total injected volume was 0.6 PV.

[Key words] heterogeneous reservoirs;  $\text{CO}_2$  foam; profile control and flooding; injection parameter; experimental study