

文章编号:1000-4092(2022)02-288-07

# 氮气泡沫调驱技术在新疆油田Y区块的适用性研究\*

王健<sup>1</sup>, 黄伟豪<sup>2</sup>, 赵云海<sup>3</sup>, 张宇<sup>4</sup>, 王丹翎<sup>4</sup>, 张莉伟<sup>5</sup>

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国航油集团新疆石油有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830000; 3. 中国石油西南油气田公司工程技术研究院, 四川 成都 610017; 4. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518054; 5. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

**摘要:**针对新疆油田Y油藏的强非均质性特征以及开发剖面动用程度低、含水高的特点, 筛选适合注入水配液的氮气泡沫体系配方, 评价泡沫体系的油藏适应性、油藏温度压力条件下的性能和细菌对泡沫性能的影响, 研究泡沫的流变性, 开展物理模拟分析在不同渗透率级差下的驱油效果。结果表明, 在油藏条件下, 所筛选的氮气泡沫体系的起泡体积为530 mL, 泡沫半衰期为167 min, 综合指数为66 382 mL·min, 具有良好的油藏适应性; 优选出的氮气泡沫体系表现出典型的剪切稀释性, 并且稳泡剂的加入对泡沫体系的黏度有较为明显的提升, 但不会对其在地层中的流动产生影响。在0.1~10 Hz的频率范围内, 氮气泡沫的黏性模量均高于弹性模量( $G''/G' > 1$ ), 泡沫表现出较好的黏性行为, 并具有一定的弹性行为。通过岩心流动实验看出, 在水驱阶段, 高渗透岩心的分流率随着级差的增大而增大, 当渗透率级差为11.53时, 低渗透岩心不能有效启动; 在泡沫驱和后续水驱阶段, 低渗透岩心的驱油效率随着渗透率级差的增大先增加后减小, 在渗透率级差为8.67时, 低渗岩心提高驱油效率达到最大, 为44.97%。

**关键词:**氮气泡沫; 油藏非均质性; 细菌; 流变性; 岩心流动实验

文献标识码: A DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.02.017

中图分类号: TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



## 0 前言

我国大部分油田已进入高含水甚至特高含水阶段, 产出液的含水量高, 给油田开发造成了极大的困难。因此, 如何进一步大幅度提高原油采收率、保持油田高效稳产是油田开发面临的主要问题。泡沫驱油技术已成为我国老油田进一步改善高含水阶段开发效果以及提高采收率的重要手段。新疆Y油藏是一个中孔中渗油藏, 储层非均质性较强, 渗透率范围在 $1 \times 10^{-3} \sim 477.91 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 孔隙度在5.92%~30.88%之间, 平均原始地层压力为

9.26 MPa, 油藏温度为20 °C。该油藏地层水的矿化度较高, 注入水矿化度为18 240 mg/L。截至目前, 该油藏主体开发区含水高, 采出程度为18.1%。低产、低效和油井含水率高导致油藏采出程度偏低, 在注水开发过程中压力保持程度低, 仅为69.1%。因此, 常规的聚合物驱、弱凝胶调驱等提高采收率技术在该油藏难以发挥增能和调驱的双重作用, 而氮气泡沫驱则优势凸显。氮气泡沫可改善流度比, 能有效增加高渗透层的渗流阻力, 提高低渗透层原油的动用程度; 氮气能够补充地层压力, 起到增压作用, 具有增能和调驱的双重作用, 提高采收率潜

\* 收稿日期: 2021-05-13; 修回日期: 2021-06-17。

基金项目: 国家科技重大专项“CO<sub>2</sub>泡沫体系控制气窜关键技术研究”(项目编号 2016ZX05016-001-003)。

作者简介: 王健(1966—), 男, 教授, 西南石油大学油气田工程专业博士(1999), 从事化学驱和化学调剖堵水方面的研究, 通讯地址: 610500 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学, E-mail: 717929490@qq.com。

力较大<sup>[1]</sup>。本文针对Y油藏的强非均质性特征以及开发剖面动用程度低、含水高的特点,筛选了适合注入水配液的氮气泡沫体系配方,评价了该泡沫体系的油藏适应性、在油藏温度及压力条件下的性能和细菌对泡沫性能的影响,研究泡沫的流变性,开展物理模拟分析该泡沫体系在不同渗透率级差下的驱油效果。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

实验用油为地层原油,油藏温度(20℃)下的黏度为22.16 mPa·s;模拟注入水,矿化度为18 240 mg/L,  $K^+ + Na^+$  3589、 $Ca^{2+}$  1429、 $Mg^{2+}$  49、 $Cl^-$  13500、 $SO_4^{2-}$  2380、 $HCO_3^-$  792;氮气,纯度为99.2%,四川广汉劲力气体有限公司;阴离子型起泡剂QP-1、QP-2,阳离子型起泡剂QP-3、QP-4,非离子型起泡剂QP-5、QP-6,两性离子型起泡剂QP-7、QP-8,山东优索化工科技有限公司;稳泡剂分别选用2种增强表面吸附分子间的相互作用的WP-1、WP-2和提高泡沫原液液相黏度的WP-3、WP-4,四川成都科龙化工试剂厂;杀菌剂选用强还原性的有机化合物SW、SE,四川成都科龙化工试剂厂。

高温高压泡沫工作液性能测试装置,耐压为30 MPa,耐温为200℃,腔体高度为100 cm,内径为5 cm,海安石油科研仪器有限公司;BH-2型气体增压系统、HLB-10/40型恒流泵、多功能岩心流动实验装置,成都岩心科技有限公司;HAAKE MARS III型流变仪,赛默飞世尔科技有限公司。

### 1.2 实验方法

#### (1) 泡沫性能评价实验

将起泡剂溶液倒入吴茵搅拌器,高速搅拌1 min,评价常温常压下泡沫体系的泡沫性能,记录泡沫体积 $V_0$ ,测量泡沫半衰期 $t_{1/2}$ ,按式(1)计算泡沫综合指数 $I$ <sup>[2,5-6]</sup>:

$$I = 0.75 V_0 \cdot t_{1/2} \quad (1)$$

在高温高压泡沫工作液性能测试装置内通入 $N_2$ 以排净装置内的空气;再向装置内泵入100 mL的起泡剂溶液;然后将装置加热至油藏温度(20℃),利用气体增压泵充入 $N_2$ 至油藏压力;高速搅拌1 min,评价地层温度、压力条件下泡沫体系的泡沫性能,记录泡沫体积,测量泡沫半衰期,计算泡沫综合指数。

#### (2) 流变性能测试

使用 $N_2$ 气源,在油藏条件下利用高温高压泡沫工作液性能测试装置将两种氮气泡沫体系(0.2% QP-1+0.4% QP-4 和 0.2% QP-1+0.4% QP-4+0.04% WP-3+25 mg/L SW)搅拌起泡,在出口端取出氮气泡沫。将氮气泡沫置于流变仪内,在油藏温度20℃、不同剪切速率(0.01~100 s<sup>-1</sup>)下测试氮气泡沫的黏度。采用流变仪在实验频率范围为0.1~10 Hz下进行频率扫描,研究氮气泡沫的弹性模量( $G'$ )和黏性模量( $G''$ )随频率的变化。

#### (3) 分流实验

测量人造岩心的长度、直径及干重基本参数;在岩心流动实验装置中并联高、低渗透岩心,以0.30 mL/min的流速向高、低渗岩心中饱和水,等到压力稳定后记录压差,称取岩心的湿重,并计算岩心的孔隙体积、孔隙度和渗透率;以0.03 mL/min的流速向高、低渗透岩心中注入起泡剂溶液和 $N_2$ (注入量1.2 PV,气液比1:1);以0.30 mL/min的恒速进行后续注水,记录不同注入体积时高、低渗透岩心的出水量,计算分流率。实验温度为20℃。

#### (4) 驱替实验

在分流实验后,以0.05 mL/min的恒速向高、低渗透岩心中饱和油,记录出水量,计算原始含油饱和度;以0.30 mL/min的流速对岩心水驱至岩心不出油为止,计算水驱采收率;以0.30 mL/min恒速向并联岩心中注入1.2 PV的起泡剂溶液和 $N_2$ (气液比1:1),计算泡沫驱采收率;以0.30 mL/min的恒速后续水驱至出口端不出油,计算后续水驱采收率。

## 2 结果与讨论

### 2.1 泡沫性能评价

#### 2.1.1 起泡剂优选

根据对8种起泡剂的优选实验,筛选出泡沫性能较好的阴离子型起泡剂QP-1、阳离子型起泡剂QP-4和两性离子型起泡剂QP-8。其中QP-4溶液的起泡性能最好,质量分数为0.5%的QP-4溶液的起泡体积达到830 mL;QP-1和QP-4溶液的泡沫半衰期最长,在质量分数为0.5%时,泡沫半衰期分别为187和146 min。因此,考虑将QP-4分别与QP-1和QP-8进行复配<sup>[3]</sup>,进一步浓度优化,筛选出起泡性能好且半衰期长的氮气泡沫体系。在地层温度20℃、常压

条件下,起泡剂QP-4分别与起泡剂QP-1和QP-8的复配体系的起泡体积和泡沫半衰期见表1和表2。

表1 QP-1+QP-4复配体系的泡沫性能

QP-1 用量/ %	QP-4 用量/ %	起泡 体积/ mL	泡沫半 衰期/ min	QP-1 用量/ %	QP-4 用量/ %	起泡 体积/ mL	泡沫半 衰期/ min
0.1	0.1	170	43	0.2	0.3	300	81
0.1	0.2	400	79	0.2	0.4	500	115
0.1	0.3	460	106	0.3	0.1	150	51
0.1	0.4	530	67	0.3	0.2	160	64
0.1	0.5	540	62	0.3	0.3	270	87
0.2	0.1	140	47	0.4	0.1	200	60
0.2	0.2	150	55	0.4	0.2	210	69

表2 QP-4+QP-8复配体系的泡沫性能

QP-4 用量/ %	QP-8 用量/ %	起泡 体积/ mL	泡沫半 衰期/ min	QP-4 用量/ %	QP-8 用量/ %	起泡 体积/ mL	泡沫半 衰期/ min
0.1	0.1	350	107	0.2	0.3	640	33
0.1	0.2	470	86	0.2	0.4	690	19
0.1	0.3	530	49	0.3	0.1	490	79
0.1	0.4	560	37	0.3	0.2	530	31
0.1	0.5	760	22	0.3	0.3	570	12
0.2	0.1	480	96	0.4	0.1	460	61
0.2	0.2	550	42	0.4	0.2	490	29

实验结果表明,随着QP-4用量的增大,QP-1+QP-4复配体系的起泡体积增大,QP-4表现出突出的起泡能力。0.1% QP-1+0.5% QP-4复配体系的起泡体积最大,达到540 mL,但泡沫半衰期仅有62 min,泡沫综合指数为25 110 mL·min;0.2% QP-1+0.4% QP-4复配体系的起泡体积为500 mL,泡沫半衰期为115 min,泡沫综合指数为43 125 mL·min,泡沫性能最佳。随着QP-4用量的增大,QP-8+QP-4复配体系的起泡体积增大,但泡沫半衰期减小。0.1% QP-8+0.5% QP-4复配体系的起泡体积最大,达到760 mL,但泡沫半衰期仅为22 min,泡沫综合指数为12 540 mL·min;0.1% QP-8+0.1% QP-4复配体系的泡沫半衰期最大,达到107 min,但起泡体积仅有350 mL,泡沫综合指数为28 088 mL·min。因此综合分析实验结果,最终确定泡沫复配体系配方为0.2% QP-1+0.4% QP-4。

## 2.1.2 稳泡剂优选

向0.2% QP-1+0.4% QP-4复配起泡剂溶液中分别加入不同浓度的4种稳泡剂,考察稳泡剂用量对泡沫体系起泡体积和半衰期的影响,计算综合指数,结果见表3。

表3 不同浓度稳泡剂对起泡体积和半衰期的影响

稳泡剂	用量/ %	起泡 体积/ mL	半衰 期/ min	综合 指数/ (mL·min)	稳泡剂	用量/ %	起泡 体积/ mL	半衰 期/ min	综合指数/ (mL·min)
WP-1	0.01	505	115	43 556	WP-3	0.01	510	117	44 752
	0.02	495	118	43 807		0.02	505	120	45 450
	0.03	485	121	44 013		0.03	500	126	47 250
	0.04	460	125	43 125		0.04	500	135	50 625
	0.05	435	128	41 760		0.05	490	141	51 817
	0.06	415	132	41 085		0.06	475	142	50 587
	0.07	395	134	39 697		0.07	460	145	50 025
	0.08	385	135	38 981		0.08	435	149	48 611
WP-2	0.01	515	114	44 032	WP-4	0.01	490	112	41 160
	0.02	500	117	43 875		0.02	485	115	41 831
	0.03	490	123	45 202		0.03	470	118	41 595
	0.04	485	126	45 832		0.04	465	121	42 198
	0.05	470	130	45 825		0.05	430	122	39 345
	0.06	450	134	45 225		0.06	405	124	37 665
	0.07	430	136	43 860		0.07	390	127	37 147
	0.08	415	138	42 952		0.08	370	128	35 520

在泡沫体系中加入稳泡剂,随着稳泡剂用量的增大,泡沫体系的起泡体积略有下降,但下降幅度并不明显;泡沫半衰期呈现上升趋势。WP-1用量由0.01%增至0.08%时,泡沫半衰期仅从115 min增至了135 min;加入WP-3稳泡剂后起泡体积下降最少,减少了75 mL,泡沫半衰期达到149 min,增大了32 min,泡沫综合指数从44 752 mL·min增至48 611 mL·min。WP-3稳泡剂的效果最好,当WP-3用量在0.03%~0.05%的范围内半衰期上升幅度最显著,综合考虑稳泡剂的稳泡效果和经济因素,选取WP-3作为后续实验泡沫体系的稳泡剂,用量为0.04%。

## 2.1.3 杀菌剂的优选

对现场注入水样的相关检测结果表明,注入水中存在有大量的细菌群落,包括腐生菌、FB、SRB和

TTGB 等, 导致泡沫体系在地下的起泡能力和稳定性受到一定不利影响。

采用现场的实际注入水配制 0.2% QP-1+0.4% QP-4+0.04% WP-3 的泡沫体系, 分别加入 25 mg/L 和 50 mg/L 的杀菌剂 SW 和 SE, 在油藏温度下老化不同时间取出测定其泡沫性能, 结果见图 1。

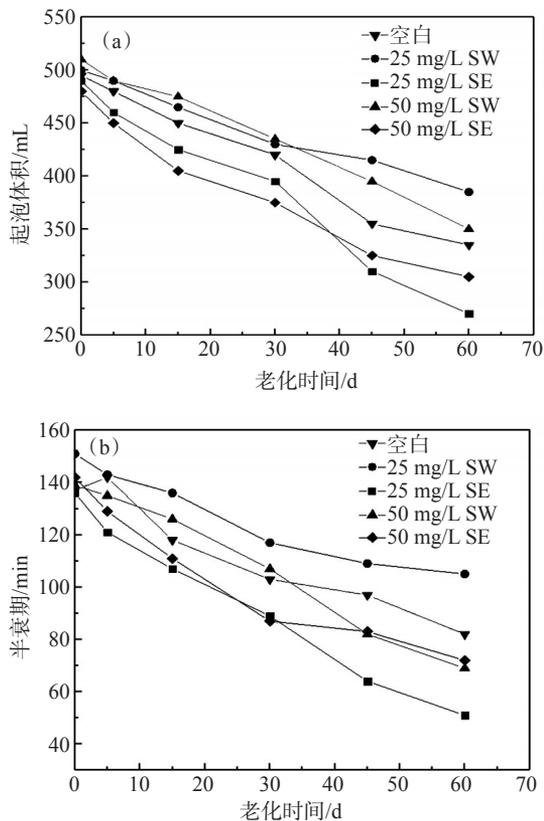


图 1 不同老化时间下杀菌剂对泡沫性能的影响

使用现场注入水配制的泡沫体系, 随老化时间的延长其泡沫性能显著降低。分析其原因是在长时间的老化过程中, 由于菌类物质的降解作用, 表面活性剂分子的活性减弱, 泡沫变得不稳定而易破裂。在泡沫体系中加入一定量的杀菌剂可除去部分降低泡沫性质的菌群, 抑制菌类物质对泡沫性质的影响。其中杀菌剂 SW 的效果最好, 在泡沫体系配方中加入 25 mg/L 的 SW 后, 泡沫性能提升幅度最大, 老化 60 d 后起泡体积为 385 mL, 半衰期为 105 min。

#### 2.1.4 油藏条件下的泡沫性能

在油藏温度(20 °C)、压力(9.26 MPa)条件下, 对比评价了用现场注入水配制的泡沫体系 0.2% QP-1+0.4% QP-4+0.04% WP-3+25 mg/L SW 和 0.2%

QP-1+0.4% QP-04 的起泡性能。0.2% QP-1+0.4% QP-4 体系折算后的起泡体积为 475 mL, 泡沫半衰期为 124 min, 综合指数为 44 175 mL·min; 而 0.2% QP-1+0.4% QP-4+0.04% WP-3+25 mg/L SW 体系折算后的起泡体积为 530 mL, 泡沫半衰期为 167 min, 综合指数为 66 382 mL·min。由此可见, 在油藏条件下, 0.2% QP-1+0.4% QP-4+0.04% WP-3+25 mg/L SW 泡沫体系的泡沫性能更好, 形成的泡沫浓密且稳定。

## 2.2 流变性能

### 2.2.1 剪切稀释性

在 20 °C 下, 两种氮气泡沫体系 (0.2% QP-1+0.4% QP-4 和 0.2% QP-1+0.4% QP-4+0.04% WP-3+25 mg/L SW) 的黏度随剪切速率的变化见图 2。从图 2 可以看出, 在油藏温度下, 随着剪切速率的增大, 两种氮气的黏度均大幅减小, 表现出典型的剪切稀释性。这是因为泡沫是非牛顿流体, 在剪切应力的作用下, 泡沫会发生形变, 且剪切速率越大泡沫所受到的剪切应力越强, 导致泡沫发生破裂, 黏度下降。同时, 在较低剪切速率下, 稳泡剂的加入对泡沫体系的黏度有较为明显的提升, 但随着剪切速率的增大两种泡沫的黏度变得基本无差别。稳泡剂的加入而会使泡沫体系在地层中发生的黏度变化, 不会对泡沫在地层内的渗流情况造成影响。泡沫体系的剪切稀释特性有助于增强其在油层近井地带(高剪切速率)的流动性和远井地带(低剪切速率)的调驱能力, 从而扩大波及效率、实现深部调驱, 达到提高原油采收率的目的<sup>[4,9]</sup>。

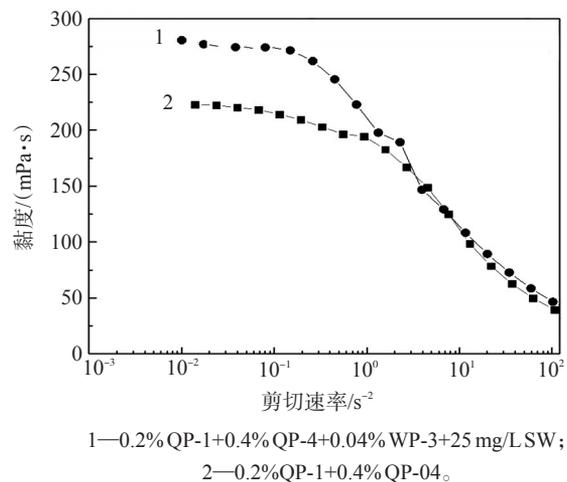
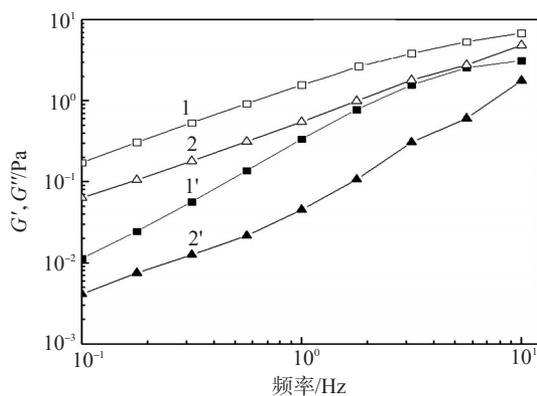


图 2 氮气泡沫黏度随剪切速率的变化

### 2.2.2 黏弹性

黏弹性为流体黏性及弹性的综合性质, 分别用

黏性模量( $G''$ )和弹性模量( $G'$ )来表示泡沫流体黏性和弹性的大小<sup>[8]</sup>。两种氮气泡沫的弹性模量和黏性模量随频率的变化见图3。



实心符号— $G'$ ;空心符号— $G''$ 。

1, 1'—0.2% P-1+0.4% QP-04+0.04% WP-3+25 mg/L SW

2, 2'—0.2% QP+0.4% QP-04。

图3 氮气泡沫的弹性模量和黏性模量随频率的变化

从图看出,在0.1~10 Hz的频率范围内,两种氮气泡沫的 $G'$ 和 $G''$ 均随着频率升高而呈现上升的趋势。在同一频率下,两种氮气泡沫的 $G''$ 均大于 $G'$ , $G''/G' > 1$ ,因此泡沫表现出较好的黏性行为,并具有一定的弹性行为。加入稳泡剂后泡沫的 $G'$ 和 $G''$ 均增大。在多孔介质的流动过程中,泡沫的黏性起主要作用,并能够增强泡沫体系的稳定性,有利于采收率的进一步提高。

### 2.3 氮气泡沫在高低渗透岩心中的选择封堵性能

4组不同渗透率级差岩心的基本参数见表4。分别在不同渗透率级差的岩心中进行水驱-泡沫驱-后续水驱,驱替过程中高低渗透层的分流率见图4。

表4 双并联岩心基本参数

岩心组	长度/ cm	直径/ cm	孔隙体 积/cm <sup>3</sup>	孔隙 度/%	渗透率/ (10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	渗透率 级差	含油 饱和度/ %	
1	高渗层	9.05	2.52	10.34	22.92	147.60	2.92	65.28
	低渗层	9.06	2.53	11.51	25.28	50.49		64.29
2	高渗层	9.05	2.51	10.72	23.95	145.34	5.25	66.13
	低渗层	9.04	2.51	12.12	27.11	27.67		68.54
3	高渗层	9.02	2.50	13.67	30.89	155.23	8.67	70.45
	低渗层	9.08	2.52	12.59	27.81	17.91		68.83
4	高渗层	9.12	2.52	11.42	25.12	151.72	11.53	67.51
	低渗层	9.04	2.52	11.26	24.99	13.16		65.63

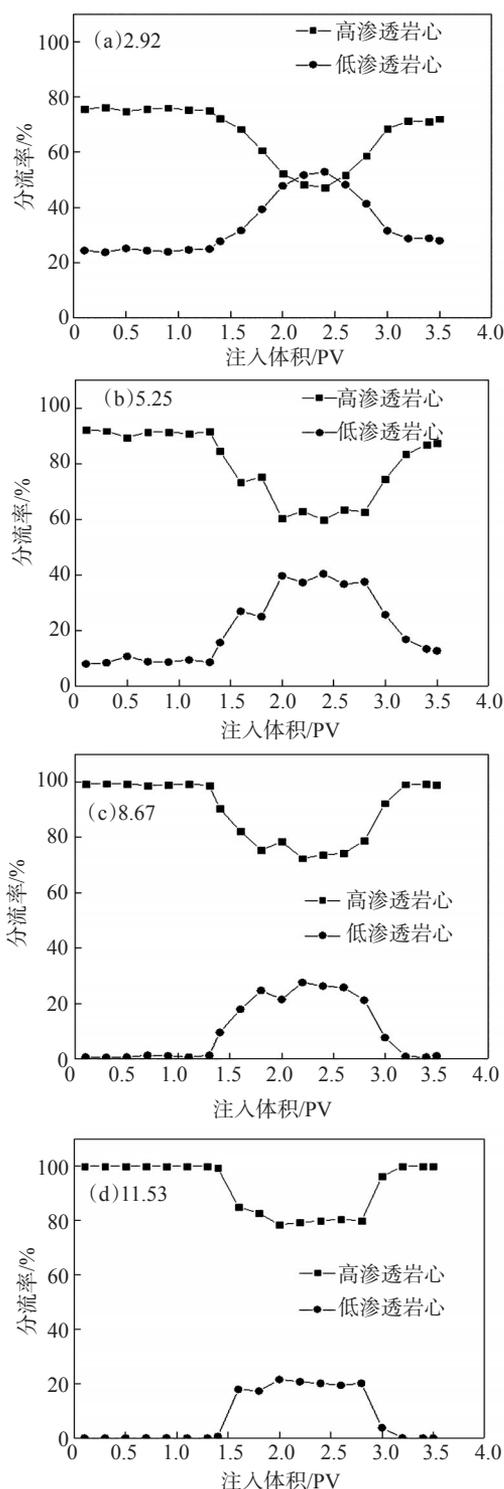


图4 不同渗透率级差(2.92~11.53)岩心驱替过程中的分流率

在不同渗透率级差条件下,水驱时高渗透岩心的分流率均大于低渗透岩心的,且随渗透率级差的增大,高渗透岩心分流率增大而低渗透岩心分流率降低,水驱阶段注入水主要通过高渗透岩心渗流;泡沫驱阶段,高渗透岩心的分流率明显下降,低渗

透岩心的分流率增加,说明氮气泡沫对高渗透岩心具有选择性封堵能力,注入的泡沫体系会优先进入高渗透岩心,在岩心中充分起泡使得高渗透岩心的渗流阻力增大;后续水驱阶段,随着注入水的进入,高渗透岩心中的泡沫会被部分驱替出来,使得高渗透岩心的分流率逐渐增大,低渗透岩心的分流率逐渐降低。在渗透率级差为2.92时,泡沫对高渗透岩心有较好的封堵效果,使得高低渗透岩心的分流率发生了明显的变化,低渗透岩心的分流率超过高渗透岩心。然而,随着渗透率级差的增加,泡沫对高渗透岩心的封堵效果逐渐减弱,高低渗透率岩心的分流率变化幅度也逐渐减小。

#### 2.4 氮气泡沫的驱油效果

不同渗透率级差条件下氮气泡沫的驱油效果见表5。在水驱阶段,渗透率级差为2.92、5.25和8.67时,低渗透岩心均能够有效启动,驱油效率随着渗透率级差的增大而逐渐降低;当渗透率级差为11.53时,低渗透岩心没有启动。并且高渗透岩心的驱油效率显著高于低渗透岩心的驱油效率。

表5 不同渗透率级差条件下氮气泡沫的驱油效果

岩心组	渗透率级差	水驱驱油效率/%	水驱总驱油效率/%	泡沫驱油效率/%	后续水驱驱油效率/%	提高驱油效率/%
1	高渗层	47.41	34.52	7.41	13.33	20.74
	低渗层	21.62		14.86	17.57	32.43
2	高渗层	50.52	30.08	10.81	12.47	23.28
	低渗层	9.63		18.29	17.62	35.91
3	高渗层	48.35	24.98	9.57	15.72	25.29
	低渗层	1.62		23.64	21.33	44.97
4	高渗层	47.72	23.86	11.37	15.51	26.88
	低渗层	0		9.62	10.45	20.07

在泡沫驱和后续水驱阶段,高渗透岩心的驱油效率从渗透率级差2.92时的20.74%增大到渗透率级差11.53时的26.88%,而低渗透岩心的驱油效率随着渗透率级差的增大先增加后减小,在渗透率级差为8.67时,泡沫驱和后续水驱的驱油效率达到最大,为44.97%。在渗透率级差为2.92~8.67的范围内,低渗透岩心的提高驱油效率均大于高渗透岩心。因此,提高高渗透岩心驱油效率主要以“驱”为主,提高低渗层驱油效率主要以“调”为主。想要有

效地提高较高渗透率级差并驱岩心中低渗透岩心的驱油效率,必须有效地提高泡沫对高渗透岩心的封堵能力,但如果渗透率级差过大,泡沫的封堵效果就会大幅降低。

### 3 结论

氮气泡沫强化体系(0.2% QP-1+0.4% QP-4+0.04% WP-3+25 mg/L SW)具有良好的油藏适应性,在油藏温度、压力下的起泡体积最高为530 mL,半衰期为167 min,综合指数66 382 mL·min。

氮气泡沫的黏度表现出典型的剪切稀释性,稳泡剂的加入对泡沫体系的黏度有较为明显的提升,但随着剪切速率的增大变得基本无差别。在0.1~10 Hz的频率范围内,氮气泡沫的弹性模量和黏性模量均随着频率升高而呈现出上升的趋势,且黏性模量均高于弹性模量,表现出较好的黏性行为,并具有一定的弹性行为。

氮气泡沫对高渗透岩心具有选择性封堵能力,但随渗透率级差增大,封堵能力减弱。在渗透率级差为2.92~8.67的范围内,氮气泡沫驱提高低渗透岩心的驱油效率均大于高渗透岩心低渗透岩心。

#### 参考文献:

- [1] 武治岐,王睿,李燕.精细油藏描述在四区克下组油藏二次开发中的应用[J].企业技术开发,2013,32(2):31-35.
- [2] 赵江玉,蒲万芬,李一波,等.耐高温高盐泡沫体系筛选与性能评价[J].天然气与石油,2014,32(4):65-69.
- [3] 张凤英,杨光,刘延彪,等.高温高盐油藏用化学驱油剂的研究[J].精细石油化工进展,2005(5):8-12.
- [4] 张更,陈雨飞,郑浩,等.泡沫驱油机理研究综述[J].当代化工研究,2017(11):6-7.
- [5] 赵云海,王健,吕柏林,等.高温高压油藏纳米颗粒提高CO<sub>2</sub>泡沫驱油效果实验[J].新疆石油地质,2019,40(6):708-713.
- [6] 李宛珊,王健,任振宇,等.低渗透油藏二氧化碳气溶性泡沫控制气窜实验研究[J].特种油气藏,2019,26(5):136-141.
- [7] 刘旭文.杂斯N<sub>1</sub>-N<sub>2</sub>高盐油藏氮气泡沫调驱技术研究[D].成都:西南石油大学,2018.
- [8] 李星.强化泡沫体系气液界面流变性对驱油效果的影响[J].石油地质与工程,2021,35(2):72-75.
- [9] 韩同磊,王雅丽,杨璐宁.氮气泡沫驱调剖及提高采收率的应用机理研究[J].化学工程与装备,2019(4):154-155.
- [10] 丁雅洁.氮气泡沫调驱技术及应用研究[J].中国石油和化工标准与质量,2017,37(23):173-174.

## Applicability of Nitrogen Foam Profile Control and Flooding Technology in Y Reservoir of Xinjiang Oilfield

WANG Jian<sup>1</sup>, HUANG Weihao<sup>2</sup>, ZHAO Yunhai<sup>3</sup>, ZHANG Yu<sup>4</sup>, WANG Danling<sup>4</sup>, ZHANG Liwei<sup>5</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 2. Xinjiang Petroleum Company Limited, China National Aviation Fuel Group, Urumqi, Xinjiang 830013, P R of China; 3. Engineering Technology Research Institute, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610017, P R of China; 4. Shenzhen Branch, CNOOC (China) Company Limited, Shenzhen, Guangdong 518054, P R of China; 5. Engineering Technology Research Institute, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China)

**Abstract:** According to the strong heterogeneity characteristics of Y reservoir in Xinjiang oilfield and the characteristics of low production degree and high water cut in the development profile, the formula of nitrogen foam system suitable for water injection preparation was selected. The reservoir adaptability of the foam system, the performance of the reservoir under temperature and pressure and the influence of bacteria on the foam performance were evaluated, the rheology of the foam was studied, and the oil displacement effect under different permeability ratio was analyzed by physical simulation. The results showed that the foam volume of the selected nitrogen foam system was 530 mL, the foam half-life was 167 min, and the composite index was 66 382 mL·min, which indicated that the nitrogen foam system had good reservoir adaptability. The nitrogen foam system exhibited typical shear thinning, and the addition of foam stabilizer could significantly increase the viscosity of the foam system, but it would not affect its flow in the formation. The viscosity modulus of nitrogen foam was higher than the elastic modulus ( $G''/G' > 1$ ) in the frequency range of 0.1—10 Hz, exhibiting good viscous behavior and a certain elastic behavior. It could be seen from the core flow experiment that the diversion rate of high-permeability cores increased with the increase of the permeability max-min ratio in the water flooding stage, and the low-permeability cores could not be started effectively when the permeability max-min ratio was 11.53. In the foam flooding and subsequent water flooding stages, the efficiency of the low-permeability cores first increased and then decreased with the increase of the permeability max-min ratio. When the permeability max-min ratio was 8.67, the oil displacement efficiency of the low-permeability cores was increased to the maximum value of 44.97%.

**Keywords:** reservoir heterogeneity; nitrogen foam; bacterial; rheological properties; core flow experiment

(上接第251页。continued from p. 251)

- [16] 范华波, 吴江, 刘锦, 等. 低渗透储层用非交联缔合结构型压裂液研究及应用[J]. 化学工程师, 2018, 32(7): 45-49.
- [17] 王姗姗, 冯奇, 康晓东, 等. 表面活性剂对低渗透油藏自发渗吸影响研究[J]. 当代化工, 2020, 49(10): 2175-2180.
- [18] 张浩, 张明慧, 孙志成, 等. 塔261井高分子聚合物压裂液损害机理[J]. 采油工程, 2019: 38-45, 97-98.
- [19] 刘平礼, 张璐, 邢希金, 等. 瓜胶压裂液对储层的伤害特性[J]. 油田化学, 2014, 31(3): 334-338.
- [20] 张甜. 高分子聚合物压裂液对垣平1致密油储层损害机理研究[D]. 中国石油大学(北京), 2019.
- [21] 魏俊, 刘通义, 戴秀兰, 等. 超分子聚合物类清洁压裂液用浓缩稠化剂的制备及性能[J]. 精细化工, 2020, 37(2): 385-390.
- [22] 鲍晋, 罗平亚, 郭拥军, 等. 非交联缔合结构压裂液新型增黏辅助剂优选与性能评价[J]. 油田化学, 2015, 32(2): 175-179.

## Non-crosslinked Associative Clean Fracturing Fluid System for Imbibition Oil Recovery

REN Hongda<sup>1</sup>, XU Chengjun<sup>3</sup>, SUN Xize<sup>1</sup>, PU Di<sup>3</sup>, DONG Jingfeng<sup>1</sup>, GUO Yongjun<sup>2,3</sup>

(1. Engineering Technology Research Institute, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 3. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China)

**Abstract:** In order to further improve the recovery of imbibition fracturing fluid after well shut-in, the effects of different residue content and molecular weight of the thickener in fracturing fluid gel breaker on imbibition recovery were studied. Through the optimization of imbibition agent and its effects on the viscosity increasing, temperature resistance, shear resistance and imbibition recovery performance of non-crosslinked associative thickener (CFZ), a set of imbibition recovery non-crosslinked associative clean fracturing fluid system with low residue and low molecular weight was constructed and optimized. The results showed that the lower the residue content and molecular weight in gel breaker, the smaller the effect on imbibition recovery. When the system, composed of 0.3% thickener CFZ + 0.2% imbibition agent SZX-1 + 0.06% gel breaker APS, was sheared at the temperature of 90 °C and at the shear rate of 170 s<sup>-1</sup> for 90 min, the viscosity was 77.43 mPa·s. The contact angle of the gel breaker on oil wet surface was 31.6°, the oil-water interfacial tension was 0.66 mN/m, the residue content was 17.2 mg/L and the molecular weight of the thicker in the gel breaker was 1.15 × 10<sup>4</sup>, the imbibition recovery was 14.8%. The system provided the theoretical basis and technical support for further improving the imbibition recovery after fracturing.

**Keywords:** imbibition oil recovery; non-crosslinked associative thickener; clean fracturing fluid; residue content; average molecular weight