

储层非均质性影响空气泡沫 驱注入效果研究

——以鄂尔多斯盆地甘谷驿油田长6油层组为例

张洪^{1,2)}, 王庆³⁾, 夏星³⁾, 勾炜³⁾, 宋青⁴⁾

1) 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京, 102249;

3) 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司, 西安, 710018;

4) 中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司, 青海海西, 816499

内容提要: 空气泡沫驱是重要三采技术, 为了了解该技术适用储层类型, 笔者等通过文献调研、机理分析、室内实验及油藏生产动态数据分析研究其注入效果与储层非均质性关系, 结果表明: 该技术通过泡沫体系产生阻力提高波及系数, 泡沫中包含的表面活性剂降低界面张力提高驱油效率, 泡沫特性“遇油消泡, 遇水不变”可有效调剖堵水并改善流度比, 非均质性强的储层具有大小不一的孔喉、较大的孔喉比和较强的贾敏效应, 使上述增加波及系数、驱油及堵水效果更强, 从而在水驱基础上可以进一步大幅提高采收率。实验和生产动态资料都说明, 储层非均质性越强, 表现为渗透率级差较大, 增产和堵水效果越好, 因此空气泡沫驱适用于储层非均质性较强的储层。该研究成果为空气泡沫驱的推广提供借鉴。

关键词: 空气泡沫驱; 驱油; 调剖堵水; 储层非均质性; 渗透率级差

空气泡沫驱技术增产机理是通过泡沫增加的流动阻力提高波及系数, 依靠泡沫中表面活性剂降低界面张力剥离油膜提高驱油效率, 利用泡沫堵水溶油特性改善流度比并有效堵水, 上述特性决定了该技术具有良好的提采及调剖功能, 并有效控制气窜和水窜(赵玲莉等, 1994; Tore et al., 2002; 刘加林等, 2007; 林伟民等, 2009; Hua shuai et al., 2015)。作为重要的三采技术, 空气泡沫驱被国内外大量油田所采用, 增油和堵水效果良好(翁高富等, 1998; 张思富等, 2001; 黄炜等, 2021)。学者们对该技术进行了系统研究, 研究内容包括合理注采参数及影响注采效果因素, 认为油藏温度、油藏压力、油藏倾角、油藏含水状况等因素控制注入效果, 高温高压、高注低采、水驱至含水率 96% 左右时转泡沫驱以及反七点井网等方式, 有利于空气泡沫驱油, 储层河道和流动单元体系共同控制注入效果(于洪敏等, 2012; 东晓虎等, 2013; 张洪等, 2018, 2019); 另有大量文献研究空气泡沫驱驱油和调剖堵水机理, 认为注入区域包

括泡沫区域、水驱区域及气体突破区域, 泡沫大量产生可以有效减少气体突破区域面积并延缓突破时间, 作为混相驱, 泡沫驱兼有空气驱和泡沫驱的优点, 提高波及系数和采收率, 适于高含水和非均质性储层, 泡沫驱可以改善流度比, 降低界面张力, 大幅提高驱油效率的同时延缓水驱前缘指进现象(于洪敏等, 2009; 吴信荣等, 2010; 吴永彬等, 2014; Yang jun et al., 2016; Xu Xiaomeng et al., 2017; 赵习森等, 2017; Chen Mingyan et al., 2018; Zhang Chengli et al., 2019), 上述研究成果深化了空气泡沫驱提高采收率机理, 但对技术应用储层的适用性研究, 相关文献成果很少, 而该技术对不同非均质性储层适用性则更为关键, 中国陆相储层非均质性严重, 如何对不同储层采用不同技术进行提高采收率是目前必须解决的核心问题。必须了解不同非均质性储层对该技术的适用性。

为此, 笔者等综合前人泡沫驱研究成果, 采用综合分析、实验、生产实际成果检验相结合的手段, 以

注: 本文为国家重大自然科学基金资助项目“页岩油气高效开发基础理论”(编号: 51490654)的成果。

收稿日期: 2022-01-11; 改回日期: 2022-06-12; 网络首发: 2022-07-20; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2022.07.001

作者简介: 张洪, 男, 1970 年生, 博士, 副教授, 主要从事非常规油气勘探开发、三次采油等教学和科研工作; Email: zhang_ho_2002@sina.com。



泡沫驱应用现场试验结果较好的甘谷驿油田作为研究对象,阐述了不同均质性储层在应用空气泡沫驱油和调剖堵水方面机理上差异,不同程度非均质性储层(表现为不同渗透率级差)应用该技术的效果差异,为油田广泛利用该技术提供了思路。

1 地质背景

甘谷驿油田位于陕西省延安市甘谷驿镇境内,构造位置属鄂尔多斯其陕北斜坡。主要含油目的层是三叠系延长组长 6 油层组,细分为长 6¹,长 6²,长 6³,长 6⁴ 4 个砂层组。油气主要赋存在长 6¹,长 6² 三角洲砂体之中,长 6² 为三角洲前缘沉积相,其内部的前缘水下分流河道、河口坝为主要含油储层;长 6¹ 则为三角洲平原沉积相,其内部分流河道厚层砂体为主要含油储层,该油藏是低孔特低渗储层,其中长 6¹ 储层孔隙度平均为 9.02%,渗透率平均 $0.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,长 6² 储层孔隙度平均 8.24%,渗透率平均 $0.97 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度平均为 61%,原油粘度为 3.33 mPa·s,油藏含油目的层平均温度为 27℃,地层压力为 3 MPa,地层水为 CaCl₂ 型,平均矿化度值 57.13 mg/L。在水下分流河道和分流河道中心主流线位置及部分河口坝存在局部高渗区,成为开发中的甜点区。该区一次开发以弹性能和溶解气驱为主的衰竭式开采,随能量产量降低,采用水驱补充能量,其间采用水力压裂增产,三次开发包括空气泡沫驱、气水交替等。

2 储层非均质性影响泡沫驱效果机理

储层非均质性包括平面、层间、层内及微观非均质性,空气泡沫驱与平面非均质和微观非均质性最为密切,而层间和层内非均质性对其影响十分复杂,因篇幅所限,本文仅讨论平面非均质性和微观非均质性与空气泡沫驱关系。

2.1 平面非均质性

平面非均质性是指一个储集层砂体的几何形态、规模、连续性、连通性以及砂体内孔隙度、渗透率的平面变化所引起的非均质性,这导致储层内流体在不同相带和条带内渗流存在差异性,从而影响空气泡沫驱注入效果(左兆喜等,2017;耿师江等,2020)。

平面非均质性较强的储层通常拥有高渗条带,例如河流沉积微相中河

道主流线,河道滞留沉积和边滩及心滩构成典型高渗通道,具有较低渗流阻力和较高渗流速度,在二采注水过程中容易形成“舌进”和水窜,在河道两翼滞留较多剩余油,降低采收率;空气泡沫驱则可较好解决这一矛盾,最初形成的泡沫首先进入大孔道和裂缝,泡沫具有较大的表观粘度使其阻力增大转向进入较小喉道,均匀扫过每一级别喉道,不断增加波及系数,提高采收率;同时泡沫具有“遇油消泡,遇水稳定”特性,增大了油的流度,减少了水的流度,改善了流度比,有效堵水;泡沫中的表活剂降低了界面张力,有效剥离油膜;空气和水不断增加了储层能量。以上泡沫驱驱油调剖特征在平面非均质性较强的储层中会更加明显,可以极大提高采收率。

2.2 微观非均质性

微观非均质性是指微观孔道类型与大小的不均一性所造成的流体流动的特征差异,其地质影响因素主要包括孔隙和喉道的大小、连通程度、配置关系、分选程度以及颗粒和填隙物分布的非均质性,主要包括孔隙非均质、颗粒非均质、填隙物非均质。它控制着油水渗流特征及微观驱油效率(于兴河,2015;胡才志等,2017;董利飞等,2018;陈朝兵等,2021)。微观非均质性较强的储层具有大小不一的孔隙和喉道,较大孔隙与较小喉道之间容易形成较高的孔喉比,较大孔喉比引起泡沫流体极强的贾敏效应,从而迫使泡沫溶液改道,泡沫流体可以进入更多孔喉,增大波及系数和驱油效率。

3 储层非均质性影响泡沫驱效果实验研究

笔者等通过实验再现泡沫在不同储层非均质性储层驱油过程和驱油效率,不同储层非均质性储层通过构建不同渗透率级差来实现。

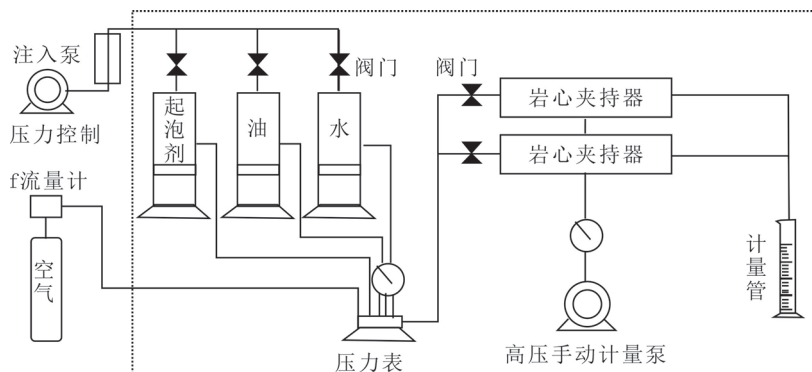


图 1 驱替实验装置图

Fig. 1 Diagram of the displacement experimental device

3.1 实验设备、样品与流程

3.1.1 实验设备

本次研究空气—泡沫岩芯驱替实验所用设备包括双缸控制泵、空气压缩机、岩芯夹持器、中间容器及质量流量计等。控制泵和空气压缩机用于注入水和高压气流体,岩芯夹持器和中间容器固定不同渗透率级差岩芯,质量流量计和计量管计量驱出的油量和液量。

3.1.2 实验样品

为了保证实验可行性的基础上尽可能地接近实际储层条件,甘谷驿油田唐309井(唐80研究区无探井取芯,选取距研究区西北区域39 km处、同属甘谷驿采油厂且具有相似地质条件唐309探井,该井在长6目的层系统取芯)取岩芯,深度约636.9 m(长622油层),选取其中岩芯实验室测试孔渗结果见表1。根据实际岩芯的基础物性测试实验结果,制作人造低渗岩芯10块,具体表征其非均质性参数见表2;实验用油由煤油与实际原油配制而成,使其尽可能在物性及组分上接近甘谷驿唐80油藏,模拟油密度为0.81 g/cm³。泡沫液体系采用实验优选出的上海赢正101312起泡剂,起泡剂浓度为0.81%,稳泡剂浓度为0.13%;实验用水为唐80研究区提供的实际地层水。

3.1.3 实验流程和步骤

按图1所示连接不同的实验设备,通过高压泵将油水注入按实际岩芯数据设计的实验岩芯,饱和;再分别注入起泡剂流体、水和空气,产生泡沫,分别换不同渗透率级差的岩芯样品重复各自驱替实验。

实验步骤如下:

- (1)取岩芯样品10个,测量岩芯的渗透率等基本参数;
- (2)岩芯抽真空,饱和水;
- (3)按照图1连接实验装置;
- (4)加围压12 MPa,以1.5 mL/min的速度饱和和油;
- (5)分别将10块岩芯配对,模拟不同级差储层,然后再以0.6 mL/min的速度进行水驱至岩芯出口端含水率98%,模拟高含水阶段;
- (6)分别注入气、水及表面活性剂,模拟注泡沫阶段。

3.2 结果和讨论

渗透率级差和突进系数、变异系数,共同来描述储层的非均质程度,是量化表征平面、层间及层内非均质性常用技术手段,刻画平面非均质性时,计算公

式为平面不同条带渗透率最大值与最小值的比值,值大于10为强非均质性,在6和10之间为非均质性,小于6为弱非均质性,值为1则接近均质储层。设计双管岩芯驱替实验,分别放置五组(岩芯编号为1~10)渗透率存在差异的两块岩芯同时驱替,计算级差分别为1.03、5.63、10.3、17.9及43.7,模拟均质性、弱非均质性及强非均质性储层驱替状况。驱替过程类似单管,以恒定速度进行水驱,水驱阶段出口端含水率达到98%时,接着进行空气泡沫驱,不同段塞注入泡沫液和空气,记录不同注入量(pv)下的驱油效率(表3)。依据上述不同级差岩芯实验数据,绘制出水驱和空气泡沫驱两个阶段驱油效率与注入流体孔隙倍数的关系曲线(图2)。

表1 鄂尔多斯盆地甘谷驿油田实测储层参数

Table 1 Measured reservoir parameters in the Ganguyi oilfield, Ordos Basin

岩芯 编号	长度	直径	气测 渗透率	孔隙度	束缚水 饱和度	残余油 饱和度
	(cm)	(cm)	($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	(%)	(%)	(%)
1	7.50	2.51	0.28	8.54	18.21	28.70

表2 人造岩芯基础数据表

Table 2 The basic data of the artificial core

岩芯 编号	长度	直径	渗透率	孔隙度	原始含油 饱和度	孔隙 体积
	(cm)	(cm)	($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	(%)	(%)	(cm ³)
1	8.02	2.50	0.52	9.80	55.80	3.82
2	8.10	2.50	2.95	9.60	60.20	3.77
3	8.99	2.50	1.11	16.80	68.80	7.03
4	8.99	2.50	19.86	19.40	61.50	8.27
5	8.90	2.50	1.04	10.90	62.50	4.26
6	8.01	2.50	1.08	9.60	60.10	3.70
7	8.01	2.50	0.11	9.60	56.90	3.45
8	8.99	2.50	1.08	8.20	68.80	3.12
9	8.01	2.50	0.10	9.10	62.20	4.23
10	8.99	2.50	4.37	9.90	67.80	3.98

表3 不同渗透率级差下的驱替实验结果

Table 3 The displacement test result of the different permeability ratio cores

岩芯编号	渗透率级差	水驱驱油 效率(%)	空气泡沫驱 驱油效率(%)
1/2	5.63	30.20	52.40
3/4	17.90	22.50	48.50
5/6	1.03	40.60	62.20
7/8	10.30	26.60	52.10
9/10	43.70	20.40	48.30

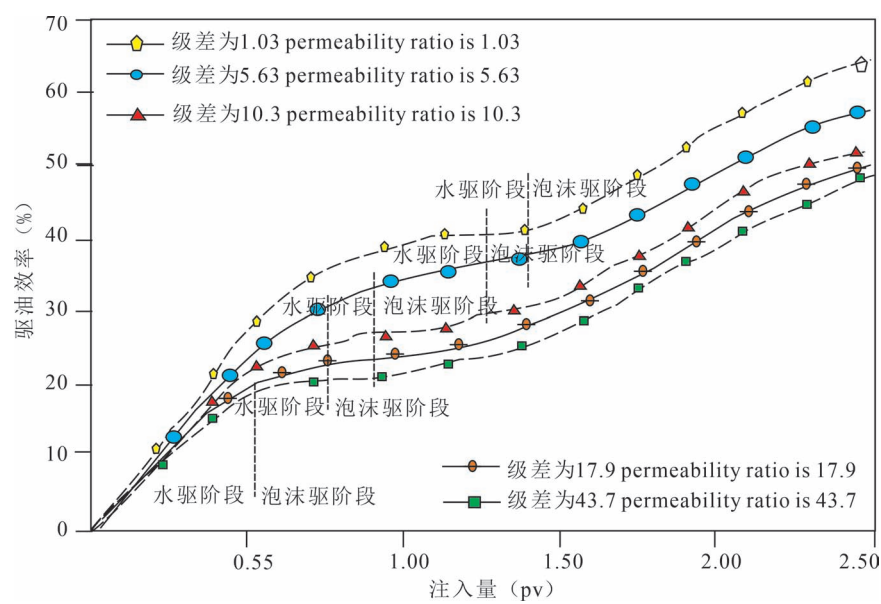


图 2 不同级差岩芯水驱和空气泡沫驱驱油效率

Fig. 2 Oil displacement efficiency of core samples with different permeability ratio

3.2.1 不同均质性储层水驱技术适用性

实验结果表明,渗透率级差较大的岩芯组合(3~4 和 9~10),水驱采收率偏低,渗透率级差最大,非均质性最强(第五组数据,级差为 43.7)的储层水

驱采收率最低,仅为 20.3,相对均质储层,即渗透率级差为 1.03 的均质储层采收率最高,可达 40.8,是强非均质性储层的两倍。即随着渗透率级差变大,由 1.03、5.63、10.3、17.9 及 43.7 依次增加,非均质性增强,水驱阶段驱油效率由 40.6、30.2、26.6、22.5 及 20.4 依次降低。

前已述及,平面非均质性较强储层具有较多高渗条带,流体流动受到高渗通道的影响。多名学者通过微观可视化实验、油藏工程动态资料研究等手段证明,注入的水会优先进入渗透率高的储层,并迅速突破,造成明显的指进现象和水窜,且随着注水过程持续,这种现象更加明显(范妹等,2007;董利飞等,2018),含水

率升高的同时产油降低;相反,平面均质性较强储层,注水均匀推进,水驱阶段波及系数和驱油效率高。以上实验结果和分析得出一个重要结论,即均质性储层水驱效果好。

3.2.2 均质性不同储层泡沫驱技术适用性

从表 3 和图 2 还可以看出,级差为 1.03 时(均质储层)驱油效率提高 20%,级差为 5.63 时,驱油效率提高值增大到 22.2,级差为 10.3 时(非均质储层)空气泡沫驱可以进一步提高 24%驱油效率,而级差为 43.7 时(强非均质储层),空气泡沫驱提高的幅度最大,可达 28%。随着渗透率级差变大,非均质性增强,泡沫驱阶段驱油效率和采收率增加,非均质储层提高采收率效果更好。

众多学者对储层非均质性与空气(氮气)泡沫驱关系做了大量论述,Chaturvedi 等认为针对非均质性强的储层,泡沫驱产生的泡沫,因为存在贾敏效应,在高渗条带或是区域产生更大的流动阻力,从而转向进入低渗区域,最终提高微观采收率,同时二氧化碳或是空气可以降低不同粒径孔隙,尤其是基质

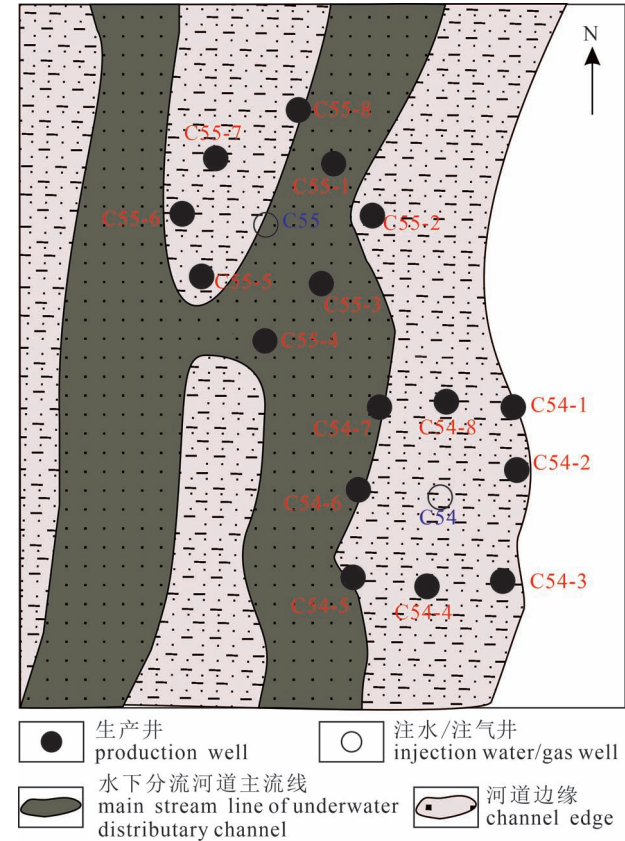


图 3 甘谷驿油田丛 55 和丛 54 井组长 6-2 段沉积相及砂体分布平面图

Fig. 3 The sand and microfacies distribution of the 6-2 Submember, Yanchang Formation, Middle—Upper Triassic, at the Well Cong-55—the Well Cong-54 group in the Ganguyi oilfield, Ordos Basin

表 4 鄂尔多斯盆地甘谷驿油田丛 55 与丛 54 井组长 6-2 渗透率值 (据甲方测井解释成果)

Table 4 The permeability values of the Chang 6-2 Reservoir at the Well Cong-55 and the Well Cong-54 group, Ganguyi oilfield, Ordos Basin (data from the logging interpretation)

丛 55 井组		丛 54 井组	
井名	层位	井名	层位
	长 622 渗透率值		长 622 渗透率值
丛 55-1	0.60	丛 54	0.80
丛 55-3	2.60	丛 54-1	0.70
丛 55-4	3.20	丛 54-2	0.60
丛 55-5	0.70	丛 54-4	1.10
丛 55-7	1.20	丛 54-6	0.90
丛 55-8	4.60	丛 54-7	0.80
渗透率级差	7.66		1.83

微小孔隙中剩余油粘度,增加其流动性,从而增加采收率 (Chaturvedi et al., 2021)。王其伟认为由于泡沫的视黏度具有剪切变小的性质,对储层非均质性较强的储层,在高渗条带的黏度大于低渗条带,且由于油藏的低渗区残余油饱和度较高,泡沫易破灭,封堵能力低,泡沫在油藏中能较为均匀的向前推进,最终导致泡沫波及效率扩大 (王其伟等,2013)。结合实验结果和学者们研究成果,可得出重要结论,即空气泡沫驱对非均质较强的储层有较好的适应性。

4 不同储层非均质性储层生产效果验证

为了验证上述实验和理论分析成果正确性,选取甘谷驿油田两个不同非均质性储层井组丛 55 和丛 54 井组,观察注水和注泡沫两个不同阶段产量变化情况。

丛 55 和丛 54 井组位于甘谷驿油田唐 80 研究区东南部,不规则反九点注入,丛 55 井和丛 54 井为注水和注气井,2002 年注水,2003 年开始生产,2007 年注泡沫 (图 3)。

两个井组储层位置、主力层有效储层构成、井距井型等影响注入流体效果参数值接近,影响流体注入效果主要因素是所处沉积相位置不同,造成其非均质性差异比较大。从沉积相图上看,长 62 期,储层整体处于三角洲前缘环境,含油砂体为三角洲前

缘水下分流河道及河道边缘天然堤和决口扇中,丛 55 井组丛 55-8、丛 55-3 及丛 55-4 生产井位于河道主流线位置,表现为储层厚度大,产量高,物性好,其余生产井则位于河道边缘,形成储层非均质较强环境。而丛 54 井组则整体位于河道边缘环境,表现为砂泥互层,储层厚度小,产量相对较低,但储层位于同一微相内,相对均质。从两个井组选取 6 口井渗透率来看,丛 55 井主力层长 6-22 层渗透率级差为 7.66,大于 6,为强非均质性。而丛 54 井组长 6-13 渗透长 6-22 渗透率级差仅为 1.83,属于均质范畴,因此丛 55 井组是非均质区域,而丛 54 井组为均质区域 (图 3,表 4)。

选取 2007 到 2011 年注泡沫明显见效期,依据两个井组产油产水及产液生产数据做出了其注水和注泡沫后产量变化情况。非均质性较强的丛 55 井组注水阶段产量一直处于递减,而含水率由 10% 上升到 25%,说明注水未见效且水驱前缘推进较快;泡沫之后,产量由日产不到 1 t,增加到 1.2~1.5 t,产水率则由最高的 60% (高含水) 降到 20% 左右达到稳定。而均质性较强丛 54 井组,水驱阶段,产油量由最初的 0.4 t 升到 0.6 t,含水率变化不大,说明注水产生效果且含水稳定;转泡沫驱后,产量基本没变,产水率则由高点 40% 降到 25% 左右 (图 4,表 5,图 5)。

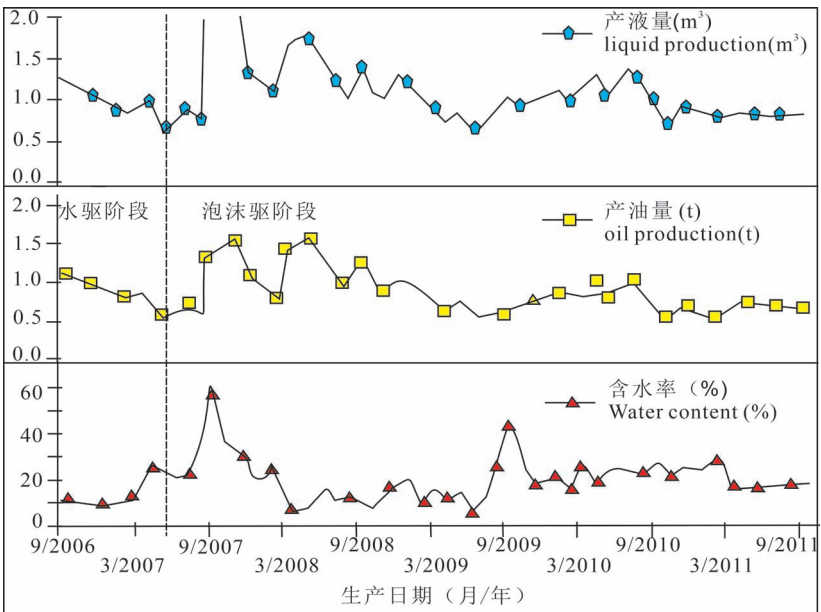


图 4 甘谷驿油田丛 55 井组注水和注泡沫阶段产量

Fig. 4 Oil production at the water injection and the foam injection stages from the Well Cong-55 group, Ganguyi oilfield, Ordos Basin

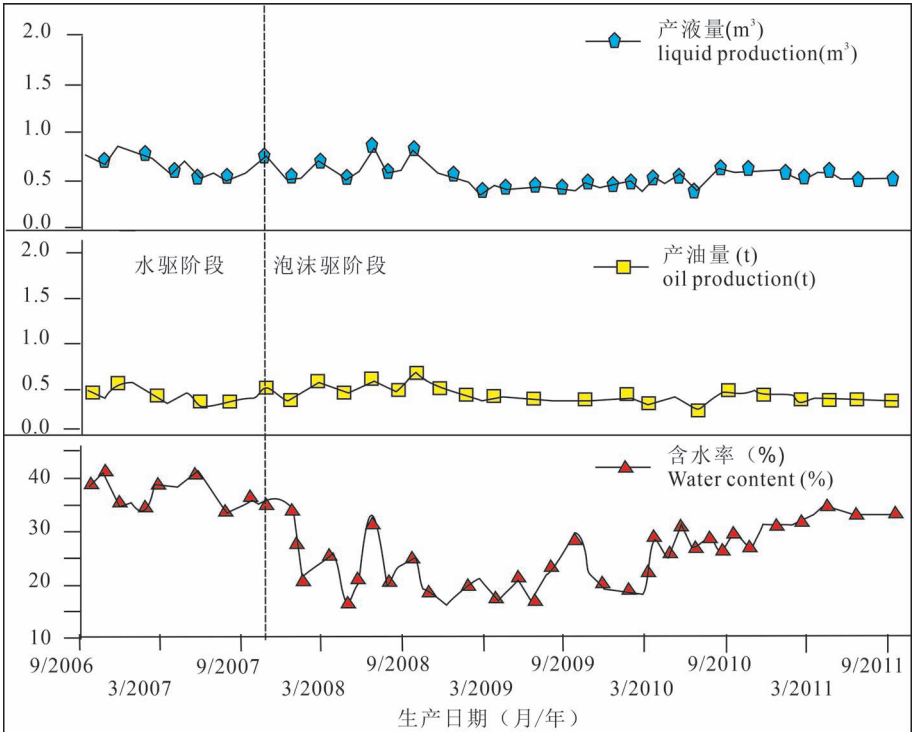


图 5 鄂尔多斯盆地甘谷驿油田丛 54 井组注水和注泡沫阶段产量
Fig. 5 Oil production at the water injection and the foam injection stages
from the Well Cong-54 group, Ganguyi oilfield, Ordos Basin

5 结论

(1) 实验结果、油藏生产及理论分析结果均显示空气泡沫驱更加适合于储层非均质性较强的储层。储层非均质性较强储层具有大小不一的孔喉粒径和更高的孔喉比,具有的高的渗流阻力和贾敏效应,从而具有更高的波及系数和最终采收率,并可实现有效堵水。

(2) 水驱过程中,随着渗透率级差变大,非均质性增强,驱油效率和采收率会下降,均质储层适于水驱;非均质较强储层水驱采收率较低,但后期空气泡沫驱可以大幅提高采收率,非均质性储层适于泡沫驱。

(3) 可以选择相对均质储层进行水驱,而选择非均质性较强的油田,或是油田中非均质性较强的区块或层位前期水驱,等到其含水达到 50% 之上转泡沫驱,有效堵水,大幅提高采收率。该成果需要在油田大规模使用验证其正确性。

表 5 鄂尔多斯盆地甘谷驿油田丛 55 和 54 井组
不同注入阶段动态数据
Table 5 Production data in different injection stages of the
Chang 6-2 Reservoir from the Well Cong-55 and the Well
Cong-54 group, Ganguyi oilfield, Ordos Basin

注入阶段 /井组	丛 55 井组			丛 54 井组		
	日期	产油量 (t)	含水率 (%)	日期	产油量 (t)	含水率 (%)
注水 阶段	2006.09	1.01	10	2007.02	0.45	40
	2007.03	0.78	12	2007.05	0.49	35
	2007.05	0.55	28	2007.11	0.59	38
注泡沫 阶段	2007.08	0.65	21	2007.12	0.45	40
	2007.10	1.22	55	2008.01	0.35	34
	2007.12	1.51	20	2008.04	0.51	21
	2008.05	1.56	15	2009.05	0.45	12

上述结果显示空气泡沫驱可以在水驱基础上进一步提高低渗油田产量,并可有效降低含水率,且储层非均质性较强的储层水驱效果较差,但泡沫驱阶段产量和采收率大幅增加,储层非均质性较弱的储层水驱效果较好,但泡沫驱效果差,说明均质性储层适于水驱,而非均质性储层适于泡沫驱,进一步验证了实验结论。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

陈朝兵, 付玲, 陈新晶, 张涛, 解宇航, 王泓波, 朱玉双. 2021. 致密砂岩微观非均质性定量评价方法研究——以鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长 6 油层组为例. 沉积学报, 29(5): 1086~1099.

耿师江, 王明. 2020. 平面非均质油藏水驱模拟实验和剩余油分析. 中国科技论文, 15(9): 1058~1076.

董利飞, 张德鑫. 2018. 微观非均质储层注水开发室内模拟及监测方法. 科学技术与工程, 18(29): 190~194.

东晓虎, 刘慧卿, 庞占喜, 易勇刚, 郑家朋. 2013. 不同含水期轻质油藏空气泡沫驱试验. 中国石油大学学报(自然科学版), 37(4): 124~128.

范妹, 刘晨丽. 2007. 海 26 区块稠油油藏改善注水开发效果方法研究. 石油钻探技术, 35(1): 82~84.

胡才志, 罗晓容, 张立宽, 邱桂强, 雷裕红, 程明. 2017. 鄂尔多斯盆地中西部长 9 储层差异化成岩与烃类充注过程研究. 地质学报, 91(5): 1141~1157.

- 黄炜, 温柔, 庞进, 孙亚君, 杨文军. 2021. 低渗透非均质油藏空气泡沫驱替注入参数优化实验. 特种油气藏, 2(3): 124~129.
- 刘加林, 张艳娟. 2007. 锦90块泡沫复合驱提高稠油采收率研究. 精细石油化工进展, 8(7): 1~3.
- 林伟民, 史江恒, 肖良, 何隆英, 任韶然. 2009. 中高渗油藏空气泡沫调驱技术. 石油钻采工艺, 31(1): 115~118.
- 王其伟. 2013. 泡沫驱油发展现状及前景展望. 石油钻采工艺, 35(2): 94~97.
- 翁高富. 1998. 百色油田上法灰岩油藏空气泡沫驱油先导试验研究. 油气地质与采收率, 5(2): 6~10.
- 吴永彬, 张运军, 段文标. 2014. 致密油油藏空气泡沫调驱机理实验. 现代地质, 28(6): 1315~1321.
- 吴信荣, 林伟民, 姜春河. 2010. 空气泡沫驱提高采收率技术, 北京: 石油工业出版社, 28~99.
- 于洪敏, 任韶然, 左景桀. 2012. 空气泡沫驱数学模型与数值模拟方法. 石油学报, 33(4): 653~657.
- 于洪敏, 任韶然, 左景桀, 王瑞和, 林伟民. 2009. 注空气泡沫低温氧化工艺提高采收率试验. 中国石油大学学报(自然科学版), 32(2): 94~98.
- 于兴河. 2015. 油气储层地质学基础, 北京: 石油工业出版社, 279~280.
- 赵玲莉, 张明. 1994. 三相泡沫调剖技术及应用. 油田化学, 11(4): 319~321.
- 张思富, 廖广志, 张彦庆, 钱昱, 刘宇. 2001. 大庆油田泡沫复合驱油先导性矿场试验. 石油学报, 22(1): 49~53.
- 张洪, 张新春, 杨兴利, 张建成, 李相方. 2018. 长6致密油空气泡沫驱注入有效性地质因素研究——以A油田8100井组为例. 中国石油大学学报(自然科学版), 42(5): 105~113.
- 张洪, 胡薇薇, 刘倩, 石军太, 史婵媛, 宋兆杰. 2019. 鄂尔多斯盆地地下二叠统山西组2段低渗天然气储层流动单元平面分布研究. 地质评论, 65(6): 1541~1548.
- 赵习森, 党海龙, 庞振宇, 时丕同, 曹尚, 丁磊, 白璞. 2017. 特低渗储层不同孔隙组合类型的微观孔隙结构及渗流特征——以甘谷驿油田唐15井区长6储层为例. 岩性油气藏, 9(6): 8~14.
- 左兆喜, 张晓波, 陈尚斌, 司庆红, 张超, 刘正. 2017. 煤系页岩气储层非均质性研究——以宁武盆地太原组和山西组为例. 地质学报. 91(5): 1130~1140.
- Chaturvedi K R, Narukullab R, Trivedi J, Sharma T. 2021. Effect of single-step silica nanoparticle on rheological characterization of surfactant based CO₂ foam for effective carbon utilization in subsurface applications. Journal of Molecular Liquids, 116905. 341: 1~14.
- Chaturvedi K R, Sharma T. 2021. In-situ formulation of pickering CO₂ foam for enhanced oil recovery and improved carbon storage in sand stone formation. Chemical Engineering Science 11648. 235: 1~12.
- Chen Chaobing, Fu Ling, Chen Xinjing, Zhang Tao, Xie Yuhang, Wang Hongbo, Zhu Yushuang. 2021. Quantitative evaluation method for micro heterogeneity of tight sandstone: A case study of Chang-6 reservoir of Yanchang Formation in Huaqing area, Ordos Basin. Oil Acta Sedimentologica Sinica, 29(5): 1086~1099.
- Chen Mingyan, Hua Wang, Liu Yucheng, Ma Lili, Wu Donghai, Wang Shanyi. 2018. Corrosion behavior study of oil casing steel on alternate injection air and foam liquid in air-foam flooding for enhance oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 165: 970~977.
- Di Shijiang, Wang Ming. 2020. Water drive simulation experiment and dynamic analysis of plane heterogeneous reservoir. China Science Paper, 15(9): 1058~1076.
- Dong Lifei, Zhang Dexin. 2018. Method of indoor experiment and its monitoring on water flooding in micro heterogeneity reservoir, Science Technology and Engineering, 18(29): 190~194.
- Dong Xiaohu, Liu Huqing, Pang Zhanxi, Yi Yonggang, Zheng Jiapeng. 2013. Experiments on air foam flooding in light-oil reservoirs at different water cut stage. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 37(4): 124~128.
- Fan Shu, Liu Chenli. 2007. Method improve flooding effectiveness of heavy oil reservoirs in the Hai 26 block. Petroleum Drilling Techniques, 35(1): 82~84.
- Hu Caizhi, Luo Xiaorong, Zhang Likuan, Qiu Guiqiang, Lei Yuhong, Cheng Ming. 2017. Differential diagenesis and hydrocarbon charge process of the 9th member of Yanchang Formation in the central and western Ordos Basin. Acta Geologica Sinica, 91(5): 1141~1157.
- Huang Wei, Wen Rou, Pang Jin, Sun Yajun, Yang Wenjun. 2021. Experiment on injection parameter optimization for air foam flooding in low-permeability heterogeneous reservoir. Special Oil & Gas Reservoir, 28(3): 124~129.
- Hua Shuai, Liu Yifei, Di Qinfeng, Chen Yichong, Ye Feng. 2015. Experimental study of air foam flow in sand pack core for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science & Engineering, 135: 141~145.
- Liu Jialin, Zhang Yanjuan. 2007. Study of increasing oil recovery for Jin-90 block thick oil in Liaohe oilfield. Advances in Fine Petrochemicals, 8(7): 1~3.
- Lin Weimin, Shi Jiangheng, Xiao Liang, He Longying, Ren Shaoran. 2009. Profile control by air foam in high permeability reservoir. Oil Drilling & Production Technology, 31(1): 115~118.
- Tore B, Morten G, Arne S, Lars R, Harald K, Helge A, Frode V. 2002. Foam for gas mobility control in the snorre field: The FAWAG project. SPE, Reservoir Evaluation & Engineering, 5(5): 317~323.
- Wang Qiwei. 2013. Present situation and development prospect of foam flooding. Oil Drilling & Production Technology, 35(2): 94~97.
- Weng Gaofu. 1998. Pilot research on oil displacement by air-foam in Shangfa calcareous rock of Baise oilfield. Oil & Gas Recovery Technology, 5(2): 6~10.
- Wu Yongbin, Zhang Yunjun, Duan Wenbiao. 2014. Experimental study on profile-controlling mechanisms of air foam flooding in tight oil reservoirs. Geoscience, 28(6): 1315~1321.
- Wu Xinrong, Lin Weimin, Jiang Chunhe. 2010. Enhanced Recovery Technology by Air Foam Flooding. Beijing: Petroleum Industry Press: 28~99.
- Xu Xiaomeng, Saeedi Ali, Liu Kun. 2017. An experimental study of combined foam/surfactant polymer (SP) flooding for carbone dioxide-enhanced oil recovery (CO₂-EOR). Journal of Petroleum Science and Engineering, 149: 603~611.
- Yang Jun, Wang Xiangzeng, Wang Shubao, Gao Ruimin, Zhang Yizhong, Yang Yongchao, Zeng Fanhua. 2016. A theoretical model for dynamic performance prediction of air-foam flooding in heterogeneous reservoir. SPE, 18926: 1~28.
- Yu Hongmin, Ren Shaoran, Zuo Jingluan. 2012. Amathematical model and numerical simulation method for air-form flooding. Acta Petrolei Sinica, 33(4): 653~657.
- Yu Hongmin, Ren Shaoran, Zuo Jingluan, Wang Ruihe, Lin Weimin. 2009. Experiment of improved oil recovery by air foam injection low temperature oxidation process. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 32(2): 94~98.
- Yu Xinghe. 2015. Fundamentals of Oil and Gas Reservoir Geology. Beijing: Petroleum Industry Press: 279~280.
- Zhao Lingli, Zhang Ming. 1994. Profile modification in water —

injection wells by triphase foam. *Oilfield Chemistry*, 11(4): 319~321.

Zhang Sifu, Liao Guangzhi, Zhang Yanqing, Qian Yu, Liu Yu. 2001. Asp-foam pilot test of Daqing oil field. *Acta Geologica Sinica*, 22(1): 49~53.

Zhang Hong, Zhang Xincun, Yang Xingli, Zhang Jiancheng, Li Xiangfang. 2018. Influence of geological factors on air foam flooding efficiency in a tight oil reservoir. *Journal of China University of Petroleum*, 42(5): 105~113.

Zhang Hong, HuWeiwei, Liu Qian, Shi Juntai, Shi Chanyuan, Song Zaojie. 2019. Study on flow unit distribution of the low permeability gas reservoir in the 2nd Member, Shanxi Formation, Lower Permian, in Ordos Basin. *Geological Review*, 65(6): 1541~

1548.

Zhang Chengli, Wang Peng, Song Guoliang. 2019. Study on enhanced oil recovery by multi-component foam flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177: 181~187.

Zhao Xisen, Dang Hailong, Pang Zhenyu, Shi Peitong, Cao Shang, Ding lei, Bai Pu. 2017. Microscopic pore structure and seepage characteristics of different pore assemblage types in ultra low permeability reservoir; a case of Chang 6 reservoir in Tang 157 well area, Ganguyi oilfield. *Lithologic Reservoirs*, 9(6): 8~14.

Zuo Zaoli, Zhang Xiaobo, Chen Shangbin, Zhang Chao, Liu Zheng. 2017. Heterogeneity of shale gas reservoirs in coal measures; a case study of the Taiyuan and Shanxi Formations in the Ningwu Basin. *Acta Geologica Sinica*, 91(5): 1130~1140.

Studying on the reservoir heterogeneity controlling on air foam flooding injection effect

——A case study of the Chang-6 Oil Formation in the Ganguyi Oilfield, Ordos Basin

ZHANG Hong^{1), 2)}, WANG Qing³⁾, XIA Xing³⁾, GOU Wei³⁾, SONG Qing⁴⁾

1) *The Key Laboratory of Petroleum Engineering Education Ministry, Beijing*, 102249;

2) *Petroleum Engineering College, China University of Petroleum (Beijing), Beijing*, 102249;

3) *Changqing Hangqing*, 102249 of *PePetrochina*, Xi'an, 710018 ;

4) *Qinghaiina* 102249 of *Petroleum Petrochina*, Haixi, Qinghai, 816499

Objectives: Air foam flooding is an important tertiary oil recovery technology, and its using effect is controlled by the reservoir heterogeneity. The main aim of this paper is to study the applicable reservoir range of this technology.

Methods: Theoretical analysis clarifies the mechanism of air foam profile control and water shutoff under different reservoir heterogeneity conditions. Experimental analysis shows the difference of water flooding and foam flooding in different permeability ratio, and the dynamic verification is done by the actual production of oil fields.

Results: It showed that the air foam flooding technology improves the sweep efficiency, and improves the mobility ratio through foam, and stripes oil film by surfactant. The foam system can effectively profile and block water. Because the heterogeneous reservoirs have different sizes of pore throat, large pore throat ratio and strong Jia Min effect, the effect of increasing sweep efficiency and flooding and water plugging is stronger. The oil recovery can be further enhanced on the basis of water flooding. The experimental and production dynamic data show that the stronger the reservoir heterogeneity is, the better the effect of increasing production and plugging is.

Conclusions: The air foam flooding technology is suitable for the reservoir with strong heterogeneity, and the water flooding is suitable for the homogeneous reservoir. It is possible to select a heterogeneous reservoir in the oilfield to use water flooding first. Then, when the water content is high, the air foam flooding can be used.

Keywords: air foam flooding; displacement of oil; profile control and water plugging; reservoir heterogeneity; permeability ratio

Acknowledgements: This article was financially supported by the Major Program of the National Natural Science Foundation of China (No. 51490654).

First author: ZHANG Hong, male, associate professor, mainly working on the oil and gas development; Email: zhang_ho_2002@sina.com

Manuscript received on: 2022-01-11; Accepted on: 2022-06-12; Network published on: 2022-07-20

Doi: 10. 16509/j. georeview. 2022. 07. 001

Edited by: LIU Zhiqiang

