

低渗透非均质油藏 WAG 注入参数优化实验及提高采收率机理研究

郝宏达^{1,2,3*}, 赵凤兰^{1,2,3}, 侯吉瑞^{1,2,3}, 宋兆杰^{1,2,3}, 侯利斌^{1,2,3}, 王志兴^{1,2,3}, 李文峰^{1,2,3}, 付忠凤^{1,2,3}

1 中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249

2 中石油三次采油重点实验室低渗油田提高采收率应用基础理论研究室,北京 102249

3 北京市重点实验室温室气体封存与石油开采利用,北京 102249

* 通信作者, haohongda90@126.com

收稿日期: 2016-07-02

摘要 低渗透非均质油藏通常具有气驱效率低、气窜严重等特点,气水交替注入(WAG)能够在一定程度上改善气驱的驱油效果。本文借助室内实验明确了WAG驱在低渗透非均质油藏的适应性,并从流度控制能力的角度分析了WAG驱提高采收率的作用机理。相对于均质油藏,WAG驱在渗透率级差较小的低渗透非均质油藏中具有更好的适应性。对于非均质程度较弱的低渗/特低渗透油藏,WAG驱可充分发挥其流度控制作用,启动低渗层中的原油,扩大注入气的波及体积,改善注入气的驱油效果。WAG驱注入参数优化结果表明,在注气速度为0.3 mL/min、段塞尺寸为0.1 PV和气水比为1:1的注入参数条件下,WAG驱可在水驱的基础上使低渗透非均质模型的采收率提高20.96个百分点。

关键词 低渗透油藏;非均质性;WAG;流度控制;提高采收率

我国低渗透油气资源丰富、分布广、储量大,开展低渗透油藏勘探及开发研究具有重大的战略意义^[1-3]。低渗特低渗油藏水驱注水存在压力高和采油井见效差等问题,相对而言注气提高采收率技术在低渗及特低渗油藏中则具有更好的适应性。

CO₂驱具有较好的降黏和膨胀等作用,可以显著提高原油的采收率^[4-6]。然而,由于低渗透油藏天然裂缝发育和非均质性严重等特点,CO₂驱通常面临气窜严重和气体超覆等问题,导致二氧化碳驱油效果较差^[7-9]。国内外研究表明,水气交替注入(WAG)可明显改善CO₂的驱油效果^[10-12]。目前普遍认为,WAG驱是将注气提高驱替效率与注水提高微观波及效率相结合,交替注入气水段塞可以起到良好的流度控制作

用,延缓气体的窜逸,进而提高油田的采收率。此外,WAG驱的混相作用,对三相渗透率的改变也会在不同程度上改善水气交替注入的开发效果^[13-14]。国内外大部分气驱矿场试验表明,WAG驱可进一步提高原油采收率5%~10%^[15]。

虽然国内外学者对WAG驱提高采收率技术进行了大量的室内实验及数值模拟工作。但是,对于WAG驱在低渗透非均质油藏中的应用及其流度控制研究相对较少。笔者在室内建立均质岩心模型以及一系列不同渗透率级差的人造非均质模型,通过对比水驱后CO₂连续气驱与水驱后WAG驱,明确了WAG驱在低渗透非均质油藏中的适应性,并进一步分析了WAG驱在低渗透非均质油藏中的流度控制能力,揭示了WAG驱提

引用格式: 郝宏达, 赵凤兰, 侯吉瑞, 宋兆杰, 侯利斌, 王志兴, 李文峰, 付忠凤. 低渗透非均质油藏WAG注入参数优化实验及提高采收率机理研究. 石油科学通报, 2016, 02: 233-240

HAO Hongda, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, SONG Zhaojie, HOU Libin, WANG Zhixing, LI Wenfeng, FU Zhongfeng. Parameter optimization for enhanced oil recovery: Mechanisms of WAG flooding in heterogeneous low permeability layers. Petroleum Science Bulletin, 2016, 02: 233-240. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.019

高低渗透非均质油藏采收率的相关作用机理。在此基础上,开展了水驱后WAG驱的注入参数优化研究,对低渗透非均质油藏的高效开发提出理论指导。

1 实验器材及步骤

1.1 实验器材

1.1.1 实验设备

主要包括KDPH- II型自控恒温箱、HAS-100HSB型恒压恒速泵、岩心夹持器(30×4.5×4.5 cm)、活塞中间容器、回压阀、D07-11C型气体流量计、CS200型气体流量计、压差变送器及数据采集系统、气液分离装置和液体计量装置。

1.1.2 实验用油

实验用油为延长油田脱气脱水原油与煤油配制的模拟油,60℃地层温度下模拟油粘度为2.38 mPa·s。

1.1.3 实验用水

实验用水为延长油田某区块地层水,总矿化度为80 063.14 mg/L,硬度为4 905.79 mg/L;

1.1.4 实验模型

实验模型包括均质岩心模型以及不同渗透率级差的人造非均质模型,模型尺寸为30×4.5×4.5 cm。实验用均质岩心模型的气测渗透率为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;实验用非均质模型为人工压制的层内非均质岩心,正韵律放置,且固定低渗层气测渗透率 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,通过改变高渗层渗透率分别为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,实现不同渗透率级差(10、30和100)的非均质岩心模型组合。实验用岩心模型的示意

图如图1所示,岩心模型的基础参数如表1所示。

1.2 实验步骤

1.2.1 WAG驱适应性及流度控制实验

选取均质岩心和不同渗透率级差(10、30和100)的层内非均质岩心,在水驱至含水率90%的基础上,分别进行CO₂连续气驱以及气水交替注入(WAG)实验。对比2种驱替方式的实验结果,研究WAG驱在低渗透非均质油藏中的适应性,同时分析WAG驱的流度控制能力,具体的实验步骤如下:

①选取满足要求的岩心模型,烘干,分别测量长、宽、高,计算视体积。

②在岩心表面涂一层环氧树脂,防止CO₂腐蚀胶皮筒。

③抽真空,饱和地层水,计算孔隙体积。

④控制实验温度为60℃,饱和模拟油至束缚水饱和度,计算原始含油饱和度。

⑤将出口端压力通过回压阀控制为6 MPa,以0.3 mL/min的恒定注入速度进行水驱油实验,直至出口端含水率达到90%时终止实验。出口端连接液体收集装置,计量实验过程中的产水量、产油量和驱替压差等实验数据,计算水驱采出程度。

⑥进行水驱后CO₂连续气驱实验。采用D07-11C型气体流量计控制气体的注入速度为0.3 mL/min,直至出口端生产气油比大于3 000 m³/m³时终止实验。出口端连接气液分离装置、液体收集装置和CS200型气体流量计,采用液体收集装置计量出口端的产液量,采用CS200型气体流量计计量产气量,记录实验过程中的注气压差。实验结束后计算水驱后CO₂连续气驱



图1 实验用岩心模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of experimental core models

表 1 实验用岩心模型基本参数

Table 1 Basic parameters of experimental core models

模型类型	岩心编号	渗透率级差	气测渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	视体积 / cm^3	孔隙体积 / cm^3	孔隙度 /%	饱和油 体积/ cm^3	含油 饱和度/%
均质 模型	189	1	5	590.88	112	18.95	67.10	59.91
	180			596.75	103	17.26	55.00	53.40
非均质 模型	H10-1	10	50/5	599.42	122	20.35	79.00	64.75
	H10-2			597.01	125	20.94	87.00	69.60
	H30-1			599.96	104	17.33	69.00	66.35
	H30-2			592.70	99	16.70	66.00	66.65
	H30-3	591.41	104	17.59	63.50	61.06		
	H30-4	584.77	105	17.96	67.00	63.81		
	H30-5	30	150/5	588.74	105	17.84	67.50	64.29
	H30-6			592.70	99	16.70	64.00	64.65
	H30-7			587.42	108	18.39	68.00	62.96
	H30-8			588.75	100	16.99	65.50	65.50
	H30-9			590.80	103	17.43	66.30	64.37
	H30-10			593.52	109	18.37	69.20	63.49
	H100-1	100	500/5	595.40	130	21.83	93.00	71.54
	H100-2			587.94	119	20.24	91.00	76.47

的采收率。

⑦进行水驱后WAG驱实验。选取满足要求的岩心模型,重复步骤①~⑤,待岩心模型的含水率达到90%时,向模型中交替注入气段塞和水段塞,注气速度和注水速度均为0.3 mL/min,段塞尺寸为0.1 PV,气水比为1:1。交替注入4个周期后终止实验。计量产液量、产气量和注气压差等数据。实验结束后计算水驱后WAG驱的采收率,并将水驱后WAG驱的实验结果与水驱后CO₂连续气驱的实验结果进行对比,研究WAG驱在低渗透非均质油藏中的适应性及其流量控制能力。

1.2.2 非均质油藏 WAG 驱注入参数优化实验

选取渗透率级差为30的层内非均质岩心,在水驱至含水率90%的基础上,依次对WAG驱的注入速度、段塞尺寸和气水比等注入参数进行优化。岩心模型饱和水、饱和油及水驱过程同1.2.1,WAG驱参数优化实验的具体步骤为:

① 注气速度优化

设定注气速度分别为0.1 mL/min、0.3 mL/min、0.5 mL/min和0.7 mL/min,段塞尺寸为0.1 PV,气水比为1:1。交替注入4个周期后终止实验。计量产液量、产气量和注气压差等实验数据。实验结束后计算不同注气速度条件下WAG驱的采收率。

② 段塞尺寸优化

设定注入气段塞和水段塞的尺寸分别为0.05 PV、0.10 PV、0.15 PV和0.20 PV,注气速度为0.3 mL/min,气水比为1:1。交替注入4个周期后终止实验。计量产液量、产气量和注气压差等实验数据。实验结束后计算不同段塞尺寸条件下WAG驱的采收率。

③ 气水比优化

设定注入气段塞和水段塞的段塞比分别为2:1、1:1和1:2,注气速度为0.3 mL/min,段塞尺寸为0.1 PV。交替注入4个周期后终止实验。计量产液量、产气量和注气压差等实验数据。实验结束后计算不同气水比条件下WAG驱的采收率。

2 实验结果与分析

2.1 低渗透非均质油藏 WAG 驱的适应性

为了研究气水交替注入(WAG)在低渗透非均质油藏中的适应性,笔者分别在均质岩心模型以及不同渗透率级差的层内非均质模型中依次开展了水驱后CO₂连续气驱实验以及水驱后WAG驱实验,2种注入方式的实验结果如表2所示。由表2可以看出,水驱后CO₂连续气驱以及水驱后WAG驱提高采收率的幅度均

随着渗透率级差的增加而降低。对于水驱后 CO₂ 连续气驱, 均质模型注气提高采收率的幅度为 23.25%, 明显高于非均质模型。注入气体在均质模型内部的推进较为均匀, 驱替前缘较为稳定, 注入气体的波及体积较大, 驱替效果较好; 在非均质模型中, 注入气体主要驱替高渗层原油, 无法有效地波及低渗层中的原油, 且随着岩心渗透率级差的增大, 油藏非均质性的增强, 气窜现象愈加明显, 驱油效果愈差。

水驱后实施 WAG 驱能够在一定程度上改善气驱的驱油效果。由表 2 可以看出, 无论对于均质模型还是非均质模型, 水驱后 WAG 驱的驱油效果均好于水驱后 CO₂ 连续气驱的效果。在此, 我们定义采收率差值为水驱后 WAG 驱提高采收率的值减去水驱后 CO₂ 连续气驱提高采收率的值, 其公式如下:

$$\Delta R = R_{WAG} - R_{CO_2} \quad (1)$$

式中: ΔR 为采收率差值, %; R_{WAG} 为水驱后 WAG 提高采收率, %; R_{CO_2} 为水驱后 CO₂ 连续气驱提

高采收率, %;

图 2 为水驱后 WAG 驱与水驱后 CO₂ 连续气驱提高采收率的差值 ΔR 与渗透率级差的关系曲线。由图 2 可以看出, 采收率的差值 ΔR 随着渗透率级差的增大呈现先上升后下降的趋势。对于均质模型, 水驱后 CO₂ 连续气驱注入过程中注入气体在岩心内部的推进较为均匀, CO₂ 的波及体积较大, WAG 驱在此基础上提高采收率的幅度有限; 相对于均质模型, WAG 驱在渗透率级差较小的非均质模型中提高采收率的幅度更为明显, 对于渗透率级差为 10 和 30 的非均质模型, WAG 驱可在水驱的基础上提高采收率 20 个百分点以上, 较水驱后 CO₂ 连续气驱多提高 10 个百分点。然而, 当渗透率级差继续增大至 100 时, 由于油藏的非均质性过强, WAG 驱过程中注入流体同样会沿着高渗层突进, WAG 驱的驱油效果与 CO₂ 连续气驱相差不大。

由此可见, 与均质油藏相比, WAG 驱在渗透率级差较小的低渗透非均质油藏中具有更好的适应性。客

表 2 水驱后 CO₂ 连续气驱与 WAG 驱的实验结果

Table 2 Experimental results of continuous CO₂ flooding and WAG flooding after water flooding

模型类型	岩心编号	注入方式	渗透率级差	水驱采出程度/%	提高采收率/%	最终采收率/%
均质岩心模型	189	CO ₂ 驱	1	33.61	23.25	56.86
	180	WAG 驱		34.91	27.65	62.56
	H10-1	CO ₂ 驱	10	28.48	10.13	38.61
	H10-2	WAG 驱		28.85	23.46	52.51
人造非均质模型	H30-1	CO ₂ 驱	30	26.67	8.72	35.39
	H30-2	WAG 驱		26.09	20.96	47.05
	H100-1	CO ₂ 驱	100	22.26	6.99	29.25
	H100-2	WAG 驱		22.42	8.73	31.15

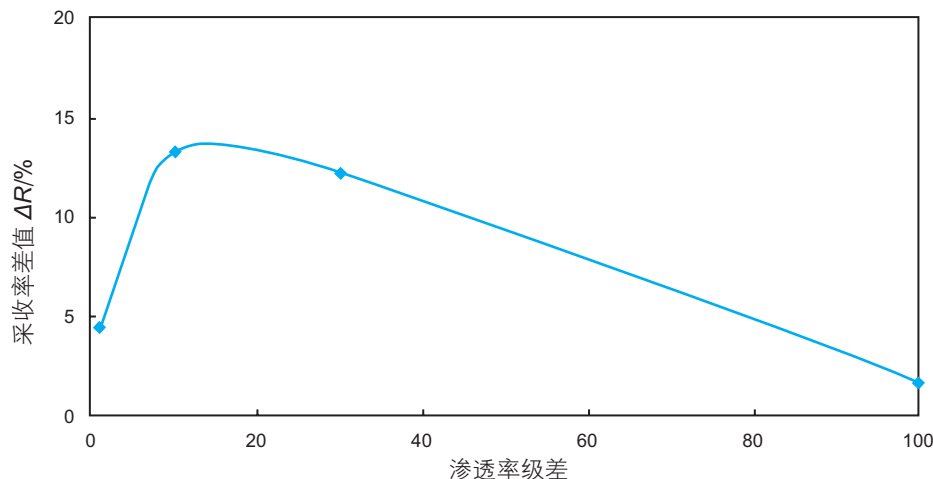


图 2 水驱后 WAG 驱与 CO₂ 连续气驱提高采收率的差值与渗透率级差关系曲线

Fig. 2 The curve of EOR different values of WAG and CO₂ flooding to differential permeability

观来讲,大多数低渗/特低渗透油藏均存在不同程度上的非均质性,本实验的研究结果表明,在水驱开发结束后,采用WAG驱的注入方式可以显著提高低渗透非均质油藏的采收率。

2.2 WAG 驱提高采收率机理分析

为了深入探究 WAG 驱提高低渗透非均质油藏采收率的相关作用机理,笔者对 WAG 驱的驱替压差及其流度控制能力进行了分析。图 3 为 CO₂ 连续气驱和 WAG 驱 2 种注入方式的驱替压差曲线对比图。从图 3 可以看出, (1)均质模型中 CO₂ 连续气驱和 WAG 驱的驱替压差明显高于非均质油藏中 CO₂ 连续气驱和 WAG 驱的驱替压差。这是因为均质模型的孔喉尺寸较小,渗流阻力较大,所以需要较大的驱替压差启动岩心内的剩余油。(2)当渗透率级差 ≤ 30 时, WAG 驱的驱替压差要高于 CO₂ 连续气驱的驱替压差。这是因为当油藏非均质性较低时,低渗层与高渗层的孔喉尺寸相差不大,随着注入周期的增加,交替注入的气段塞和水段塞可以有效地波及到低渗层中的剩余油,进而扩大 CO₂ 的波及体积,提高低渗透非均质油藏的采收率。(3)当油藏渗透率级差增大至 100 时, WAG 驱的驱替压差与 CO₂ 连续气驱的驱替压差相差不大。这是由于油藏的非均质性过强,在 WAG 驱中交替注入的气段塞和水段塞无法波及低渗层中的原油,导致其驱油效果较差。

研究表明, WAG 驱提高采收率的主要机理为流度控制作用。低渗透非均质油藏水驱后实施 CO₂ 连续气

驱或 WAG 驱,岩心内部为油/气/水三相流动,水相流度和气相流度通常会随着驱替过程的进行而不断变化,很难用统一的数值表征。为了便于对比,本文引入平均流度比的概念,即在油气水三相同产的一定阶段内计算水油流度比和气油流度比的平均值。通过对比水驱后 CO₂ 连续气驱和水驱后 WAG 驱平均流度比的大小,可综合反映 WAG 驱的流度控制能力。平均流度比的定义如下:

$$\bar{M}_{w-o} = \frac{K_{wi}/\mu_w}{K_{oi}/\mu_o} \quad (2)$$

$$\bar{M}_{g-o} = \frac{K_{gi}/\mu_g}{K_{oi}/\mu_o} \quad (3)$$

假设注气阶段和注水阶段为一维稳定流动,且注入的 CO₂ 不与岩心矿物发生反应。将由高渗层(K_h)和低渗层(K_l)组成的层内非均质岩心模型等效为绝对渗透率为 K_e 的均质岩心模型。在等效均质模型中,油、气、水三相的达西公式以及理想气体的状态方程如公式(4)-(7)所示:

$$Q_w = \frac{K_e \cdot K_{rw}(\bar{S}_w) \cdot A \cdot \Delta p}{B_w \mu_w L} \quad (4)$$

$$Q_o = \frac{K_e \cdot K_{ro}(\bar{S}_o) \cdot A \cdot \Delta p}{B_o \mu_o L} \quad (5)$$

$$Q_g = \frac{K_e \cdot K_{rg}(\bar{S}_g) \cdot A \cdot (p_1^2 - p_2^2)}{2 p_2 B_g \mu_g L} \quad (6)$$

$$PV = ZRT \quad (7)$$

上述公式联立可得:

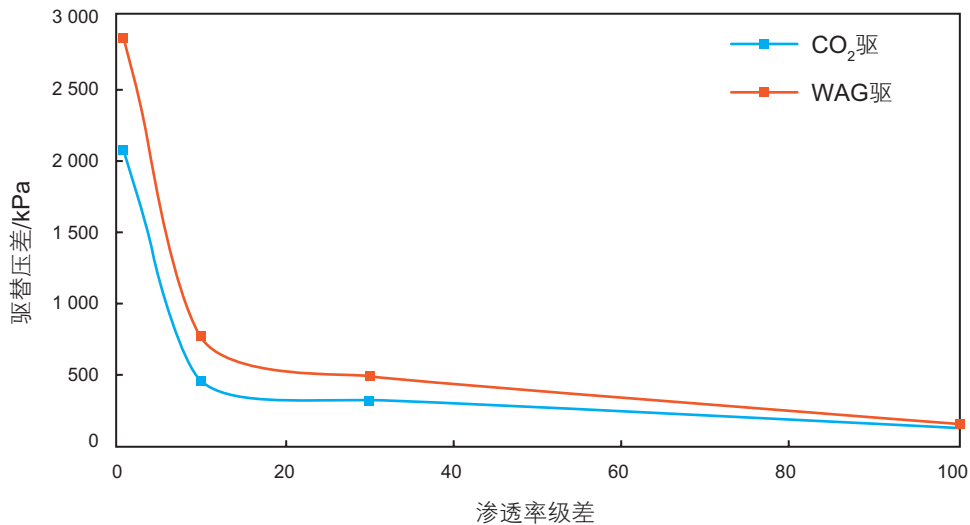


图 3 水驱后 CO₂ 连续气驱与 WAG 驱的驱替压差曲线

Fig. 3 Displacement pressure curves of continuous CO₂ flooding and WAG flooding after water flooding

$$\bar{M}_{w-o} = \frac{B_w}{B_o} \cdot WOR \quad (8)$$

$$\bar{M}_{g-o} = \frac{2p_0}{p_1 + p_2} \frac{Z}{Z_0} \frac{T}{T_0} \frac{1}{B_o} \cdot GOR \quad (9)$$

式中： \bar{M}_{w-o} 为平均水油流度比； \bar{M}_{g-o} 为平均气油流度比； K_e 为等效模型绝对渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； K_{wi} 、 K_{oi} 和 K_{gi} 为水相、油相和气相有效渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； \bar{S}_w 为驱替前缘平均含水饱和度； \bar{S}_o 为驱替前缘平均含油饱和度； \bar{S}_g 为驱替前缘平均含气饱和度； A 为岩心端面面积， cm^2 ； B_w 、 B_o 和 B_g 为水相、油相和气相体积系数； Q_w 、 Q_o 和 Q_g 为地面条件下的产水量、产油量和产气量， mL/min ； WOR 为水油比； GOR 为生产气油比； Δp 为驱替压差， MPa ； p_0 为标况压力， MPa ； p_1 为入口压力， MPa ； p_2 为出口压力， MPa ； T_0 为标准温度， K ； T 为地层温度， K ； Z_0 和 Z 为气体压缩因子。

已知实验过程中的产量、压力、含水率和生产气油比等数据，可根据公式(8)和公式(9)计算水驱后 CO_2 连续气驱及水驱后WAG驱的平均水油流度比及平均气油流度比，计算结果如表3所示。由表3可以

看出，水驱后WAG驱的平均水油流度比和平均气油流度比明显低于水驱后 CO_2 连续气驱的平均水油流度比和平均气油流度比。在渗透率级差 ≤ 30 的非均质岩心模型，WAG驱注入过程中的平均水油流度比仅为 CO_2 连续气驱的1/6~1/5，平均气油流度比仅为 CO_2 连续气驱的1/10。即在渗透率级差较小的低渗透非均质油藏，WAG驱可充分发挥其流度控制作用，抑制注入流体、尤其是注入气体沿高渗层中的窜逸，扩大 CO_2 的波及体积。当渗透率级差为100时，WAG驱的平均水油流度比和平均气油流度比显著增大，气水交替注入无法有效地发挥其流度控制作用，驱油效果较差。

该分析结果与 CO_2 连续气驱和WAG驱的驱油效果及驱替压差曲线相一致。由此可见，WAG驱在渗透率级差较小的低渗透非均质油藏中具有良好的适应性。在非均质性较弱的低渗/特低渗透油藏，WAG驱可依靠其良好的流度控制能力，有效启动非均质油藏的低渗储层，扩大 CO_2 的波及体积，改善注入气的驱油效果。

表3 水驱后 CO_2 连续气驱与WAG驱的平均流度比

Table 3 Average mobility ratio of continuous CO_2 flooding and WAG flooding after water flooding

平均流度比	注入方式	渗透率级差			
		1	10	30	100
\bar{M}_{w-o}	CO_2 驱	12.49	19.08	20.71	21.83
	WAG 驱	2.64	3.78	4.97	19.85
\bar{M}_{g-o}	CO_2 驱	37.36	74.25	86.34	89.47
	WAG 驱	4.02	5.36	7.21	78.31

表4 水驱后WAG驱注入参数优化实验结果

Table 4 Parameter optimization results of WAG flooding after water flooding

参数优化	岩心编号	注气速度/(mL/min)	段塞尺寸/PV	气水比	水驱采出程度/%	提高采收率/%	最终采收率/%
注入速度	H30-3	0.1	0.10	1:1	26.24	19.45	45.69
	H30-2	0.3			26.09	20.96	47.05
	H30-4	0.5			26.68	17.25	43.92
	H30-5	0.7			26.36	13.74	40.10
	H30-6	0.05			26.47	17.57	44.04
段塞尺寸	H30-2	0.3	0.10	1:1	26.09	20.96	47.05
	H30-7		0.15		26.26	15.11	41.37
	H30-8		0.20		26.15	13.39	39.54
气水比	H30-9	0.3	0.10	2:1	26.13	12.72	38.85
	H30-2			1:1	26.09	20.96	47.05
	H30-10			1:2	26.72	13.35	40.07

2.3 低渗透非均质油藏 WAG 驱的注入参数

上述分析结果表明, WAG 驱可有效应用于非均质性较弱的低渗/特低渗透油藏。为保证低渗透非均质油藏气水交替注入的开发效果, 需要对 WAG 驱的注入速度、段塞尺寸和气水比等注入参数进行优化, 优化结果如表 4 所示。从表 4 可以看出, 注入速度为 0.3 mL/min 的实验组水驱后 WAG 驱提高采收率的幅度最大。当注气速度过低时, 注入气体驱替水驱后剩余油的能力有限; 当注气速度过高时, 注入气体沿高渗层窜逸的现象严重。在段塞尺寸优选实验中, 0.1 PV 注入段塞的实验组水驱后 WAG 驱提高采收率的幅度最高。当段塞尺寸为 0.05 PV 时, 注入气或注入水无法形成有效的整体段塞, 其在岩心内部仍以连续相向前推进, 气水交替注入的效果较差; 当段塞尺寸大于 0.1 PV 时, 随着段塞尺寸的增加, CO₂ 沿高渗层窜逸的现象越来越严重, 注入气体的波及效率越低。在注入气水段塞比优选实验中, 气水比为 1:1 的实验组水驱后 WAG 驱的增油效果最好。当注入的气段塞或水段塞的比例过大时, 注入流体同样会沿着高渗层迅速突进, 导致 WAG 驱的采收率较低。合理的气水比可有效控制注入气体的流度, 保证驱替前沿的稳定性。因此, 在本实验条件下, 优化的注入参数为注气速度 0.3 mL/min、段塞尺寸 0.1 PV、气水比 1:1。在此注入参数条件下, WAG 驱可在水驱的基础上使低渗透非均质油藏的采收率提高 20.96 个百分点。

参考文献

- [1] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来[J]. 中国工程科学, 2009, 11 (8): 29-37. [HU W R. The present and future of low permeability oil and gas in China[J]. Engineering Sciences, 2009, 11 (8): 29-37.]
- [2] 张志强, 郑军卫. 低渗透油气资源勘探开发技术进展[J]. 地球科学进展, 2009, 24 (8): 854-864. [ZHANG Z Q, ZHENG J W. Advances in exploration and exploitation technologies of low-permeability oil and gas[J]. Advances in Earth Science, 2009, 24 (8): 854-864.]
- [3] 李荣西, 段立志, 张少妮, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透油气藏形成研究现状与展望[J]. 地球科学与环境学报, 2011, 33 (4): 364-372. [LI R X, DUAN L Z, ZHANG S N, et al. Review on oil/gas accumulation with low permeability in Ordos Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2011, 33 (4): 364-372.]
- [4] CERASI P, KJOLLER C, SIGALAS L, et al. Mechanical effect of CO₂ flooding of a sandstone specimen[J]. Energy Procedia, 2016, 86: 361-370.
- [5] REN B, ZHANG L, HUANG H D, et al. Performance evaluation and mechanisms study of near-miscible CO₂ flooding in a tight oil reservoir of Jilin Oilfield China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 27(3): 1 796-1 805.
- [6] 秦积舜, 韩海水, 刘晓蕾. 美国 CO₂ 驱油技术应用及启示[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42 (2): 209-216. [QIN J S, HAN H S, LIU X L. Application and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42 (2): 209-216.]
- [7] GAO Y C, ZHAO M F, WANG J B, et al. Performance and gas breakthrough during CO₂ immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 88-95.
- [8] ZHAO Y C, SONG Y C, WANG T L, et al. Visualisation of water flooding and subsequent supercritical CO₂ flooding in fractured porous

3 结论

本文借助室内驱替实验对 WAG 驱在低渗透非均质油藏中提高采收率的相关机理进行了分析, 同时对 WAG 驱的注入参数进行了相应的优化研究, 得出以下结论:

(1) 相对于均质油藏, WAG 驱在渗透率级差较小的低渗透非均质油藏中具有更好的适应性。在非均质性较弱的低渗/特低渗透油藏中, WAG 驱可在水驱的基础上提高采收率 20 个百分点左右, 较水驱后 CO₂ 连续气驱提高 10 个百分点。

(2) 对于渗透率级差较小的低渗透非均质油藏, WAG 驱的驱替压差要高于 CO₂ 连续气驱。交替注入的气段塞和水段塞可以有效地波及到低渗层中的剩余油, 扩大 CO₂ 的波及体积, 提高低渗透非均质油藏的采收率。

(3) WAG 驱的流度控制能力明显优于 CO₂ 连续气驱, 且在非均质性较弱的低渗/特低渗透油藏, WAG 驱可充分发挥其流度控制作用, 延缓流体沿高渗层的窜逸, 改善注入气的驱油效果。

(4) WAG 驱注入参数优化实验结果表明, 低渗透非均质油藏合理的注入速度为 0.3 mL/min、段塞尺寸为 0.1 PV、气水比为 1:1。在此注入参数条件下, WAG 驱可在水驱的基础上使低渗透非均质油藏的采收率提高 20.96 个百分点。

- media with permeability heterogeneity using MRI[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37: 6 942-6 949.
- [9] 杨胜来, 陈浩, 冯积累, 等. 塔里木油田改善注气开发效果的关键问题[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(1): 40-44. [YANG S L, CHEN H, FENG J L, et al. A brief discussion on some scientific issues to improve oil displacement during gas injection, Tarim Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(1): 40-44.]
- [10] SONG Z J, LI Z P, WEI M Z, et al. Sensitivity analysis of water-alternating-CO₂ flooding for enhanced oil recovery in high water cut oil reservoirs[J]. *Computers and Fluids*, 2014, 99: 93-103.
- [11] 叶恒, 廖新维, 黄海龙, 等. 三叠系长 6 油藏二氧化碳驱技术方案优选[J]. *特种油气藏*, 2015, 22 (4): 129-132. [YE H, LIAO X W, HUANG H L, et al. Selection of CO₂ displacement scheme for Triassic Chang-6 Reservoir, Changqing Oilfield[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2015, 22 (4): 129-132.]
- [12] 张丽娟, 岳湘安, 杨志国, 等. 非均质高温油藏非混相水气交替实验研究[J]. *断块油气田*, 2015, 22 (6): 776-780. [ZHANG L J, YUE X A, YANG Z G, et al. Immiscible water-alternating-gas experiments in high-temperature heterogeneous reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2015, 22 (6): 776-780.]
- [13] 杨永飞, 尹振, 姚军, 等. 多孔介质中水气交替注入微观渗流模拟[J]. *地球科学—中国地质大学学报*, 2013, 28 (4): 850-858, 886. [YANG Y F, YEN Z, YAO J, et al. Pore-scale simulation of microcosmic flow during water-alternating-gas (WAG) in porous media[J]. *Earth Science – Journal of China University of Geosciences*, 2013, 28 (4): 850-858, 886.]
- [14] SHAHVERDI H, SOHRABI M, FATEMI M, et al. Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 78(3-4): 732-739.
- [15] 李振泉, 殷勇, 王其伟, 等. 气水交替注入提高采收率机理研究进展[J]. *西南石油大学学报*, 2007, 29 (2): 22-26. [LI Z Q, YIN Y, WANG Q W, et al. Development of the research on EOR mechnasim by WAG[J]. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2007, 29 (2): 22-26.]

Parameter optimization for enhanced oil recovery: Mechanisms of WAG flooding in heterogeneous low permeability layers

HAO Hongda^{1,2,3}, ZHAO Fenglan^{1,2,3}, HOU Jirui^{1,2,3}, SONG Zhaojie^{1,2,3}, HOU Libin^{1,2,3}, WANG Zhixing^{1,2,3}, LI Wenfeng^{1,2,3}, FU Zhongfeng^{1,2,3}

1 Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Basic Theory Laboratory of Improved Oil Recovery in Low Permeability Oil Fields, Tertiary Oil Recovery Key Laboratory, CNPC, Beijing 102249, China

3 Key Laboratory of Greenhouse Gas Sequestration and Oil Exploitation, Beijing 102249, China

Abstract Low gas displacement efficiency and gas channeling phenomena usually occur in heterogeneous slow permeability layers. Water alternating gas (WAG) and CO₂ flooding can effectively improve the gas flooding efficiency. The adaptability of WAG flooding for low permeability layers with heterogeneity was confirmed through laboratory experiments. The mechanism of enhancing oil recovery was then revealed through analyzing the mobility control ability of WAG flooding. Better adaptability of WAG flooding was found in weakly heterogeneous reservoirs compared with homogeneous reservoirs. When applied in low permeability reservoirs with weak heterogeneity, WAG flooding can present excellent mobility control ability, which compels the injected fluid to displace the crude oil in the relatively low permeability layers, enlarges the swept volume of injected gas, and then improves the CO₂ flooding efficiency. The parameter optimization results of WAG flooding showed in laboratory tests that: with a gas injection rate of 0.3 mL/min, a slug size of 0.1 PV and an injected gas/water ratio of 1:1, 21% of OOIP can be recovered by WAG flooding after water flooding in low permeability layers with heterogeneity.

Keywords low permeability reservoirs; heterogeneity; WAG; mobility control; EOR

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.019

(编辑 马桂霞)