

气水同注驱油技术提高采收率物理模拟

马云飞^{1,2,3}, 赵凤兰^{1,2,3}, 侯吉瑞^{1,2,3}, 端祥刚^{1,2,3}, 李实⁴

(1.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249; 2.中国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.石油工程教育部重点实验室,北京 102249;
4.中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:为了研究气水同注驱油技术扩大水驱波及体积提高采收率的适应性,通过室内驱油实验,评价了氮气—水和氮气—活性水2种体系作为驱油剂的驱油效果,并探讨了各自的渗透率适应界限和驱油机理。实验结果表明:当渗透率为 $5\times 10^{-3}\sim 100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 时,氮气—水同注体系的流度降低因子随渗透率的增大而减小;当渗透率为 $5\times 10^{-3}\sim 40\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 时,该体系可有效增大水驱波及效率,提高采出程度35.1%~16.8%。由于流度降低因子与采出程度增值匹配性良好,可将其作为表征气水同注体系扩大波及体积能力的重要指标之一。当渗透率为 $30\times 10^{-3}\sim 500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 时,氮气—活性水同注体系可有效增大渗流阻力,扩大波及体积,提高采出程度22.6%~19.4%。因此,氮气—水同注体系适用于渗透率小于 $40\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的地层,氮气—活性水同注体系适用于渗透率为 $30\times 10^{-3}\sim 500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的地层。

关键词:气水同注 波及体积 流度降低因子 渗透率适应性 提高采收率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)05-0089-05

Physical simulation of enhancing oil recovery by simultaneous water and gas injection flooding

Ma Yunfei^{1,2,3}, Zhao Fenglan^{1,2,3}, Hou Jirui^{1,2,3}, Duan Xianggang^{1,2,3}, Li Shi⁴

(1. *Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China*; 2. *Basic Theory Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Low Permeability Oilfield, Key Laboratory of Tertiary oil Recovery, PetroChina, Beijing City, 102249, China*; 3. *MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, Beijing City, 102249, China*; 4. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China*)

Abstract: Dynamic simulation experiments were operated so as to evaluate the recovery efficiency of the two types of simultaneous water and gas injection(SWAG)systems: the nitrogen-water system and the nitrogen-active water system. Their enhanced oil recovery mechanism and permeability adaptability were probed as well. The result suggests that the mobility reduction factor(MRF)of the nitrogen-water system reduces as permeability rises when it ranges from 5×10^{-3} to $100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$. The nitrogen-water system can enlarge swept volume and improve recovery efficiency by 35.1%–16.8% after water flooding in the scope of 5×10^{-3} to $40\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$. MRF can be used as a criterion to evaluate the sweep efficiency enlarging ability of SWAG for it matches well with recovery degree. When permeability ranges from 30×10^{-3} to $500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, the nitrogen-active water system can improve percolation resistance effectively and enhance recovery degree by 22.6%–19.4% after water flooding. Therefore, the nitrogen-water system can be adapted to the formation with permeability under $40\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, whereas the nitrogen-active water system may be applied to the formation with the permeability between 30×10^{-3} and $500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$.

Key words: simultaneous water and gas injection; sweep efficiency; mobility reduction factor; permeability adaptability; EOR

收稿日期:2015-07-03。

作者简介:马云飞(1989—),男,内蒙古呼和浩特人,在读博士研究生,从事提高采收率与采油化学方面的研究。联系电话:18811391456, E-mail:myf1989mm@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“油田开采后期提高采收率技术”(2011ZX05009-004),国家科技支撑计划“CO₂埋存与提高采收率评价研究”(2012BAC26B02)。

将水驱与气驱相结合,可充分发挥各自的特点和优势,目前已形成气水交替注入、气水同注、气与活性水交替注入以及泡沫辅助水气交替等技术,并逐步成为油藏提高采收率的有效途径^[1]。随着近年来中国发现低渗透油藏比例的增加,气水交替注入技术应用日趋广泛^[2]。该技术通过控制流度以增大波及体积和提高微观驱油效率^[3]。但是仍存在一些弊端,如气水注入工作制度的交替变化造成气水切换困难,以及对注入气流量控制能力不足等^[4-6]。气水同注(或称水气同注)技术作为提高采收率的新技术,可以有效克服气水交替注入的缺点,该技术利用重力差异,水和气分离推进,可以获得单一驱替相所无法得到的纵向波及系数^[7-9]。此外,气水同注技术利用孔道中的贾敏效应,增大渗流阻力,形成微观堵塞,对于防止气窜和增大波及体积具有明显的效果。该技术环保、经济,合理利用了采出气,可在一定程度上提高波及效率和驱油效率,并且能够保持油藏压力,具有实际应用价值,目前已经在北海一些油田得到了现场应用^[10]。如果在水中加入表面活性剂,形成活性水与气同注,则可形成更加稳定的气泡,相比于普通水与气同注,气-活性水体系粘度更大,因此渗流阻力更高,更稳定的气泡提供了更有效的气阻效应^[11],且除了贾敏效应之外,溶液中的表面活性剂可降低油水界面张力,提高驱油效率^[12]。为此,笔者考察了不同渗透率岩心中氮气-水同注体系和氮气-十二烷基硫酸钠(SDS)活性水同注体系的驱油效果和渗流阻力增加幅度,研究了体系流度降低因子随渗透率的变化规律,并确定了2种体系的渗透率适用范围。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

实验仪器包括CS200A型气体质量流量控制器、HAS-100HSB型恒压恒速泵、HW-II型自控恒温箱和压力采集系统等。

实验用油为由大庆油区萨尔图油田脱气脱水原油与航空煤油配制的模拟油,其密度为0.845 g/mL,45℃时粘度为24.1 mPa·s。实验用水为去离子水和矿化度为6 778 mg/L的模拟地层水。实验试剂主要包括十二烷基硫酸钠(分析纯)和纯度为99.5%的压缩高纯氮气。

实验岩心为人工压制模型,长度为30 cm,截面为4.5 cm×4.5 cm,岩心孔隙度为12.31%~33.02%,渗透率为 $5.25 \times 10^{-3} \sim 4\,560.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表1)。

表1 实验岩心基本参数和设计的注入速度

Table1 Basic core parameters and designed injection rate

注入体系	岩心编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度, %	孔隙体积/ cm^3	初始含油饱和度, %	注入速度/ $(\text{m} \cdot \text{d}^{-1})$
氮气-水	S01	5.25	12.31	74.0	60.81	4.8
	S02	40.30	22.30	134.0	67.59	5.2
	S03	107.71	22.30	135.5	72.12	5.2
氮气-活性水	F01	31.00	22.48	137.5	68.43	5.2
	F02	127.20	22.90	136.5	74.20	5.2
	F03	480.10	28.31	168.7	77.15	5.3
	F04	959.40	27.58	169.8	76.89	5.4
	F05	4 560.60	33.02	198.4	81.42	10.8

1.2 实验步骤与参数设计

实验步骤 实验步骤主要分为5步:①称取3.0 g十二烷基硫酸钠,将其溶解于200 mL去离子水中,机械搅拌4 h,待完全溶解后,用模拟地层水稀释至1 000 mL,即配制得到质量分数为0.3%的SDS活性水溶液;②按照图1安装物理模拟实验装置;③对岩心施加围压,抽真空后饱和地层水,测定水相渗透率;④饱和油,建立束缚水饱和度,老化24 h;⑤进行驱油实验,在温度恒定为45℃的条件下,先以设计的注入速度(表1)进行一次水驱,至产液含水率大于98%,再注入1.5倍孔隙体积的氮气-水或氮气-活性水同注段塞,后续水驱至含水率大于98%为止。实验过程中实时监测并记录入口压力、注入气体流量、出口油水体积和出口气体流量。

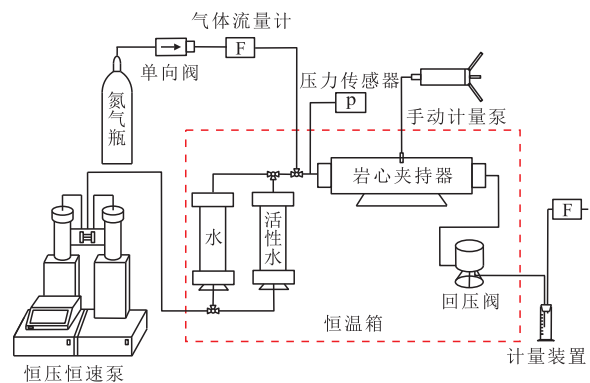


图1 气水同注物理模拟实验装置

Fig.1 Facility of SWAG physical simulation experiment

参数设计 赵金省等研究发现,在气液比、注入速度和渗透率3个因素中,渗透率对流度降低因子的影响最大^[13-15],因此对渗透率为 $5 \times 10^{-3} \sim 5\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心进行对比实验。Sohrabi等研究表明,气水同注的气液比对驱油效果存在一定影响,当气液比较低时,贾敏效应不明显,采出程度低;当气液比较高时,容易产生气窜,最佳气液比为0.3~1.0^[16]。在气液比可满足较高流度降低因子的情况

下,考虑注入性,将气水同注的气液比定为1:1(入口压力下)。

控制气水同注气液比时,水可以近似视为不可压缩流体,氮气体积须以实际气体状态方程折算为入口压力下的体积,计算式为

$$Q_z = \frac{Z_z p_0 Q_0}{Z_0(p_z + p_0)} \quad (1)$$

式中: Q_z 为入口压力下的氮气流量, mL/min; Z_z 为入口压力下的氮气压缩因子; p_0 为大气压力, kPa; Q_0 为大气压力下的气体流量, mL/min; Z_0 为大气压力下氮气压缩因子; p_z 为入口压力, kPa。

由于入口压力是变化的,为了维持稳定的气液比,需要根据压力的变化及时调整氮气的注入速度。根据实验所用岩心的渗透率和孔隙度,设计了相应的注入速度(表1)。

2 实验结果与分析

将泡沫驱稳定压力与相同条件下水驱稳定压力的比值定义为泡沫驱流度降低因子^[13,17]。与此类似,将气水同注平稳压差与相同条件下水驱平稳压差的比值定义为气水同注流度降低因子,用以表征气水同注体系增加水驱渗流阻力的能力。

2.1 氮气—水同注体系

氮气—水同注体系渗透率与采出程度的实验结果表明:对于渗透率为 $5.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,水驱采出程度仅为 28.4%,注入氮气—水同注体系后最终采收率达 63.5%,比一次水驱提高了 35.1%;对于渗透率为 $40.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心,水驱采出程度为 37.6%,注入氮气—水同注体系后最终采收率为 54.4%,比一次水驱提高了 16.8%;当岩心渗透率为 $107.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,水驱采出程度为 44.0%,注入氮气—水同注体系后最终采收率为 44.6%,比一次水驱仅提高了 0.6%。由驱替压差曲线(图2)可以看出,当岩心渗透率为 5.25×10^{-3} 和 $40.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,注入氮气—水同注体系后,驱替压差比水驱显著提高,在后续水驱中仍能维持较高的驱替压差;岩心渗透率为 $107.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,注入氮气—水同注体系后,驱替压差没有明显提升。说明当渗透率小于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,氮气—水同注体系可有效提高渗流阻力,扩大波及体积,提高采收率效果良好;当渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,氮气—水同注体系无法通过增加渗流阻力而扩大波及体积。

气水同注提高采收率的机理是:由于水与气存在重力差异,会形成分流^[18],相对密度小的气体波

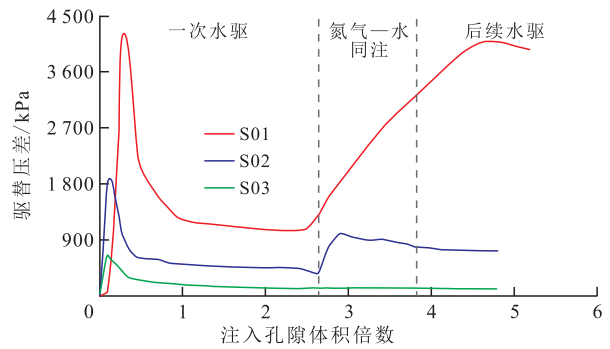


图2 不同渗透率岩心氮气—水同注体系驱替压差曲线
Fig.2 Displacement pressure drop curve of the nitrogen-water system under different permeabilities

及岩心上层,相对密度大的液体波及岩心下层,从而获得单一相驱替无法得到的波及体积^[19]。同时,由于注入流体优先进入大的孔隙喉道,气泡在其中产生贾敏效应,提高了大孔道的渗流阻力,从而迫使液体进入水驱未波及到的较小的孔隙喉道中。

由氮气—水同注体系流度降低因子和采出程度增值随渗透率变化曲线(图3)可看出:当渗透率分别为 5.25×10^{-3} , 40.30×10^{-3} 和 $107.71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,流度降低因子分别为 3.74, 1.92 和 1.04,采出程度增值分别为 35.1%, 16.8% 和 0.6%,表明流度降低因子和采出程度增值均随渗透率的增大而降低,两者呈现相似趋势。说明当渗透率为 $5 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,采用氮气—水同注体系驱油,流度降低因子可作为表征气水同注体系扩大波及体积能力的重要指标,同时还说明氮气—水同注体系适用于渗透率较低的地层,在本次实验条件下,渗透率适用范围为 $5 \times 10^{-3} \sim 40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

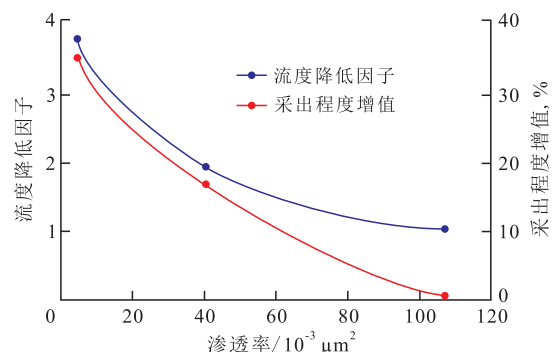


图3 氮气—水同注体系流度降低因子和采出程度增值与渗透率的关系

Fig.3 Mobility reduction factor and recovery degree increment of the nitrogen-water system under different permeabilities

2.2 氮气—活性水同注体系

由于氮气—水同注体系在渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后无法有效提高采收率,考虑到表面活性剂对气泡的稳定作用以及提高洗油效率的能力,研

究了氮气—活性水同注体系提高采收率的效果。

由图4可以看出:当渗透率由 $31.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增至 $4\,560.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,驱替压差曲线呈现相似的变化规律,在一次水驱驱替压差稳定后转入氮气—活性水同注,随着注入孔隙体积倍数的增加,驱替压差快速上升,渗流阻力明显增大;在后续水驱过程中,驱替压差也没有迅速降低,说明氮气—活性水形成的两相体系在多孔介质中具备一定的稳定性。尽管岩心宏观为均质,但微观孔隙并非完全均匀,孔喉半径有所差别,氮气与活性水形成的泡沫在运移过程中遇小孔道发生堵塞滞留,阻力增大,压差提高,当压差升至可克服贾敏效应时,泡沫通过,阻力减小,继而压差降低,泡沫滞留堵塞到通过孔道的过程,宏观上表现为驱替压差的波动。

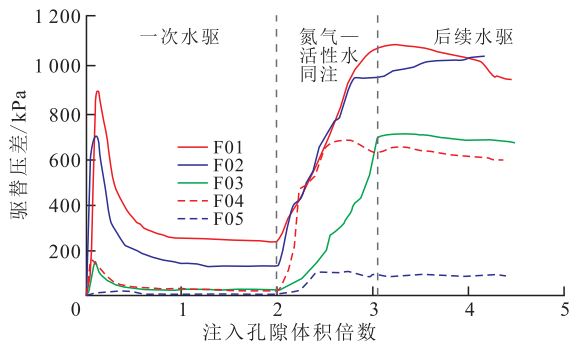


图4 氮气—活性水同注体系不同渗透率下的驱替压差

Fig.4 Displacement pressure drop curve of the nitrogen-active water system under different permeabilities

与氮气—水同注体系相同,氮气—活性水同注体系也可显著增大渗流阻力,提高波及系数,较之于前者,氮气—活性水同注体系在注入岩心后受到多孔介质的剪切作用,可生成更稳定的泡沫,产生更有效的贾敏效应,从而有效减弱指进,防止窜流,提高波及系数。此外,溶液中表面活性剂能降低油水界面张力,提高洗油效率。

当渗透率分别为 31.00×10^{-3} , 127.20×10^{-3} , 480.10×10^{-3} , 959.40×10^{-3} 和 $4\,560.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,一次水驱采出程度依次为36.0%, 38.3%, 44.4%, 46.7%和48.3%,呈现递增规律;5块岩心注入氮气—活性水同注体系后续水驱后的采出程度增值分别为22.6%, 21.3%, 19.4%, 16.9%和8.3%,呈现递减规律(图5),而且当渗透率大于 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后,采出程度增值迅速下降。说明渗透率越高,岩心平均孔喉半径越大,氮气—活性水同注体系形成的气泡对半径越大的孔喉的气阻效应越不理想,控制流度的能力越差,所以岩心渗透率越高,氮气—活性水驱替压差越低,后续水驱时压力下降越快,采出程度增值就越小。特别是当渗透率大于 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

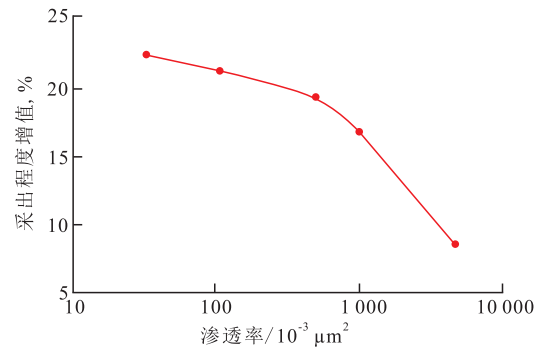


图5 氮气—活性水同注体系采出程度增值与渗透率的关系

Fig.5 Relationship of permeability and recovery degree increment of the nitrogen-water system

后,提高采收率效果明显变差。

2.3 渗透率适应界限

通过对比分析氮气—水同注体系和氮气—活性水同注体系在渗透率相近的岩心中的实验结果,以确定2种体系的渗透率适应界限。

对比岩心S02与F01的实验结果可知:注入氮气—水与氮气—活性水体系后,驱替压差均可升至约1 000 kPa,由于表面活性剂的存在,氮气—活性水体系在推进过程中比氮气—水体系更稳定,表现为压力维持情况更好;氮气—活性水同注体系采出程度增值比氮气—水同注体系高出5.8%。这说明当渗透率为 $30 \times 10^{-3} \sim 40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,两者皆适用,且氮气—活性水同注体系增油效果更好。

分析岩心S03的实验结果得知:当渗透率为 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右时,氮气—水同注体系驱替压差比水驱无明显升高,这是因为当储层渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,其孔喉半径远大于氮气—水同注体系形成的气泡半径,气体很快从优势通道窜逸,无法形成有效的气阻效应,注入的流体无法波及到狭小孔喉中的剩余油。较之于水驱,采出程度也仅提高了0.6%,氮气—水同注体系在渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时不适用。而在岩心F02实验中,氮气—活性水同注驱替压差显著增大,且采出程度比水驱提高了21.3%,说明当岩心渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后,氮气—活性水同注体系可以提供足够大的渗流阻力,降低流度,波及到水驱未波及到的剩余油,其驱油效果明显优于氮气—水同注体系。

综上所述,氮气—水和氮气—活性水2种同注体系的采出程度增值均随渗透率的增大而下降;但2种体系的最终采收率变化趋势不同,氮气—水同注体系最终采收率随渗透率的增大而降低,氮气—活性水同注体系最终采收率先随渗透率的增大而增大,当渗透率大于约 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时下降。氮

气—水同注体系在渗透率小于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心中驱油效果良好,当渗透率大于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,氮气—活性水同注体系驱油效果明显优于氮气—水同注体系;氮气—活性水同注体系采出程度在渗透率为 $480 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时最高,此后最终采收率和采出程度增值均有所下降,特别是当渗透率大于 $1\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,氮气—活性水同注体系提高采收率效果明显下降。因此,氮气—水同注体系适用于渗透率小于 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层,氮气—活性水同注体系适用于渗透率为 $30 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层。

3 结论

作为一种扩大水驱波及体积的提高采收率技术,气水同注技术在一定的渗透率范围内可以有效控制流度,启动水驱后剩余油,从而提高采收率。气水同注体系的采出程度增值随着岩心渗透率的增大呈下降趋势。本次实验采用的氮气—水同注体系适用于渗透率为 $5 \times 10^{-3} \sim 40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层,在该渗透率范围内提高采出程度 $35.1\% \sim 16.8\%$;氮气—活性水同注体系适用于渗透率为 $30 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层,在该渗透率范围中提高采出程度 $22.6\% \sim 19.4\%$ 。水驱后氮气—水同注体系流度降低因子随着岩心渗透率的增大而减小,可作为表征气水同注体系扩大波及体积能力的重要指标。氮气—活性水同注体系提高采收率机理复杂,其中扩大波及系数的能力无法单纯用流度降低因子来表征,如何描述有待于进一步研究。

参考文献:

- [1] Awan A R, Teigland R, Kleppe J. A survey of north sea enhanced-oil-recovery projects initiated during the years 1975 to 2005 [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 11(3): 497-512.
- [2] 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: 自然科学版, 2007, 29(2): 22-26. Li Zhenquan, Yin Yong, Wang Qiwei, et al. Development of the research on EOR mechanism by WAG [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2007, 29(2): 22-26.
- [3] Christensen J R, Stenby E H, Skauge A. Review of WAG field experience [C]. SPE 39883, 1998.
- [4] 李菊花, 姜涛, 高文君, 等. 气水交替驱油藏注入能力分析 & 优化 [J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(6): 121-125. Li Juhua, Jiang Tao, Gao Wenjun, et al. Analysis and optimization of injectivity by gas alternating water flooding in reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(6): 121-125.
- [5] John Alex Larsen, Arne Skauge. Simulation of the immiscible WAG process using cycle-dependent three-phase relative permeabilities [C]. SPE 56475, 1999.
- [6] 郑黎明, 王成俊, 吴飞鹏, 等. 鄂尔多斯盆地浅层特低渗透油藏氮气驱实验研究 [J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 62-66. Zheng Liming, Wang Chengjun, Wu Feipeng, et al. Experimental research of nitrogen displacement in shallow extra-low permeability oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 62-66.
- [7] Jamshidnezhad M. Oil recovery by miscible SWAG injection [C]. SPE 115710, 2008.
- [8] Sohrabi M, Danesh A, Tehrani D H. Oil recovery by near-miscible SWAG injection [C]. SPE 94073, 2005.
- [9] 张涛. 低渗透油层提高采收率实验及理论研究 [D]. 大庆: 大庆石油学院, 2009. Zhang Tao. The experimental and theoretical research on enhancing oil recovery of low permeability reservoirs [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2009.
- [10] Eileen A Quale, Benedicte Crapez, Jan A Stensen, et al. SWAG injection on the Siri Field—an optimized injection system for less cost [C]. SPE 65165, 2000.
- [11] 李爱芬, 李会会, 吕姣, 等. 不同温度下泡沫对气液相相对渗透率的影响 [J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(6): 80-82. Li Aifen, Li Huihui, Lü Jiao, et al. Experimental study of foam on gas-liquid relative permeability at different temperature [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 80-82.
- [12] 王杰祥, 李娜, 孙红国, 等. 非均质油层空气泡沫驱提高采收率试验研究 [J]. 石油钻探技术, 2008, 36(2): 4-6. Wang Jiexiang, Li Na, Sun Hongguo, et al. Experiment study of improved oil recovery through air foam flooding in heterogeneous reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(2): 4-6.
- [13] 赵金省, 张明, 李天太, 等. 基于均匀设计的泡沫渗流阻力因子影响因素研究 [J]. 钻采工艺, 2009, 32(4): 74-76. Zhao Jinsheng, Zhang Ming, Li Tiantai, et al. Study on the influential factor of foam filtrational resistance factor based on uniform design method [J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(4): 74-76.
- [14] 付美龙, 黄俊. 低渗透油藏水驱转空气泡沫驱提高采收率物理模拟实验 [J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 104-106. Fu Meilong, Huang Jun. Physical modeling study of air foam flooding EOR technology for low permeability reservoirs based on water flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 104-106.
- [15] 谢桂学, 刘江涛, 李军, 等. 低气液比泡沫驱的室内物理模拟研究 [J]. 石油地质与工程, 2011, 25(5): 115-117, 120. Xie Guixue, Liu Jiangtao, Li Jun, et al. Lab physical simulation research on low gas liquid foam flooding [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(5): 115-117, 120.
- [16] Sohrabi M, Mobeen Fatemi S. Experimental and numerical investigation of the impact of design parameters on the performance of WAG and SWAG injection in water-wet and mixed-wet systems [C]. SPE 165286, 2013.