

孔隙型碳酸盐岩油藏提高采收率驱油方式实验

苏海洋¹, 廖长霖¹, 李波¹, 张景建², 杨恺³

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油技术开发公司, 北京 100028; 3. 中国石油天然气勘探开发公司, 北京 100034)

摘要: 针对中东地区部分碳酸盐岩油藏以孔隙型储层为主、裂缝和溶洞不发育、渗透率较低的特点, 在分析中东某油田 A 油藏流体物性的基础上, 开展提高采收率驱油方式实验研究。结果表明: 气驱可使原油体积膨胀、粘度降低、流动性改善, 即使在非混相条件下也可提高采收率; 在 A 油藏的储层条件下, 注伴生气不能实现与原油混相, 注二氧化碳则可以实现混相; 二氧化碳—水交替混相驱采收率最高, 伴生气—水交替非混相驱也可以在一定程度上提高采收率; 水驱后再进行二氧化碳—水交替混相驱, 采收率可提高近 20%, 而注伴生气非混相驱后再进行二氧化碳—水交替混相驱, 采收率仅提高 2% 左右。由实验结果可知, 在实际油田开发过程中, 不宜进行气体非混相驱与混相驱组合的驱油方式, 可先进行水驱, 然后进行二氧化碳—水交替混相驱。

关键词: 孔隙型 碳酸盐岩油藏 注气 非混相 混相 水气交替

中图分类号: TE344

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2016)01-0090-06

Experiments on oil displacement method of enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir

Su Haiyang¹, Liao Changlin¹, Li Bo¹, Zhang Jingjian², Yang Kai³

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing City, 100083, China; 2. China Petroleum Technology & Development Corporation, Beijing City, 100028, China; 3. China's Oil & Gas Exploration and Development Company, Beijing City, 100034, China)

Abstract: In the Middle East area, some carbonate reservoirs have characteristic of porous-type reservoir with few fractures and caves and low in permeability. Based on the fluid analysis on A oil reservoir in the Middle East, some experiments on oil displacement methods of enhanced oil recovery were carried out. The results show that immiscible displacement can enhance oil recovery because gas flooding can lead to oil volume expansion, viscosity decline and mobility improvement. Under the conditions of A oil reservoir, CO₂ miscible displacement can be achieved while associated gas miscible displacement can't be achieved. CO₂ WAG miscible displacement is the most effective method and associated gas WAG immiscible displacement can improve oil recovery to a certain degree. CO₂ WAG miscible displacement after water flooding significantly improved oil recovery by nearly 20%, but CO₂ WAG miscible displacement after associated gas immiscible displacement only improved oil recovery by 2%. Under field conditions, the combination oil displacement method of gas immiscible and miscible displacement is not available; CO₂ WAG miscible displacement after water flooding is suggested.

Key words: porous type; carbonate reservoir; gas injection; immiscible displacement; miscible displacement; WAG

中东地区部分碳酸盐岩油藏以孔隙型储层为主, 其孔隙结构以粒间孔居多, 储层分布比较连续, 裂缝不发育, 且渗透率低, 非均质性较强^[1]。这与中

国碳酸盐岩油藏普遍发育裂缝溶洞存在着很大不同^[2-3]。例如, 中东某油田 A 油藏主要岩性为生物碎屑灰岩, 裂缝和溶洞均不发育, 储层埋深约为 2 500~

收稿日期: 2015-11-10。

作者简介: 苏海洋(1986—), 男, 山东济宁人, 博士, 从事油气田开发工程研究。联系电话: (010)83595738, E-mail: shy4268065@163.com。

基金项目: 中国石油科技重大专项“中东地区碳酸盐岩油藏整体优化部署及提高采收率技术研究与应用”(2011E-2501)。

2 600 m,平均孔隙度为16%,平均渗透率为 $7.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始油藏压力为25.5 MPa,饱和压力为14.03 MPa。这类油藏的开发模式与中国碳酸盐岩油藏也存在着很大差别^[4-9]。为了合理高效开发该类油藏,研究油藏流体与不同注入气体的混相能力,探讨适合该类油藏的提高采收率驱油方式^[10-15],以中东地区典型孔隙型碳酸盐岩油藏A为研究对象,先通过注气膨胀实验和最小混相压力实验,明确原油流体特征,再通过长岩心驱替实验,研究不同驱替方式下的孔隙型碳酸盐岩油藏驱油效果,以期为该油藏开展注气先导试验提供科学指导。

1 流体基本性质

实验注入的气体为油田伴生气和二氧化碳。在地层条件即压力为25.5 MPa,温度为121 ℃下,伴生气体积系数为 $0.46 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{m}^3$,压缩系数为 0.23×10^{-3} ,粘度为 $0.0214 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,密度为 $0.15 \text{ g}/\text{cm}^3$;二氧化碳体积系数为 $0.37 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{m}^3$,粘度为 $0.0402 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,密度为 $0.51 \text{ g}/\text{cm}^3$ 。参照行业标准SY/T 5542—2009^[16],根据取样井的地面原油组分和溶解气组分,按照气油比为135.21配制成地层油,在地层条件下其高压物性参数包括饱和压力为14.03 MPa,原油体积系数为 $1.156 \text{ m}^3/\text{m}^3$,粘度为 $0.248 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。由配制原油的组分(表1)可见,油藏属轻质油藏,伴生气含量丰富。

表1 注入气和配制原油的组分
Table1 Components of injected gas and prepared oil

组分	注入伴生气组分摩尔分数, %	原油组分摩尔分数, %
N ₂	0.31	0.70
CO ₂	4.40	1.81
H ₂ S	0	0
C ₁	75.24	37.65
C ₂	9.66	12.37
C ₃	3.41	8.70
iC ₄	1.25	2.72
nC ₄	2.07	4.23
iC ₅	1.14	2.75
nC ₅	0.97	2.51
C ₆	0.66	3.89
C ₇₊	0.60	22.12

2 原油注气膨胀能力分析

注入气体能够使地层原油发生膨胀,为定量表

征注入气体对孔隙型碳酸盐岩油藏原油的膨胀能力,进行了注气膨胀实验^[17]。注气膨胀实验采用加拿大产JEFRI可视PVT仪等设备,在121 ℃条件下,分别先后向原油注入伴生气及二氧化碳各5次,每次注气后压力升至55.16 MPa后逐渐降压,测定不同注入气体摩尔分数条件下原油的饱和压力、体积系数、粘度等参数随压力的变化。

随着注气次数的增加,原油饱和压力升高(图1)。在分别注入二氧化碳和伴生气摩尔分数至0.692 3时,饱和压力由14.03 MPa分别升至28.28和36.43 MPa,升高到原来的2.02倍和2.60倍。A油藏地层压力与注二氧化碳饱和压力接近,远低于注伴生气混相压力,因此,注二氧化碳驱油机理为近混相驱和混相驱,而注伴生气驱油机理为多次接触动态非混相驱。

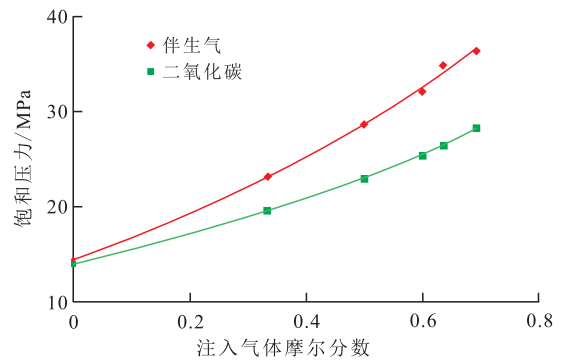


图1 原油注气后饱和压力和注入气体摩尔分数的关系
Fig.1 Relationship between saturation pressure and molar fraction of injected gas

随着注气次数的增加,原油体积膨胀(图2)。在分别注入二氧化碳和伴生气的摩尔分数至0.692 3时,原油体积系数由 $1.156 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 分别变为 2.0374 和 $1.9637 \text{ m}^3/\text{m}^3$,增加了76.2%和69.9%。实验结果表明地层原油注二氧化碳和伴生气增溶膨胀能力均较强,注二氧化碳原油的膨胀能力略高于

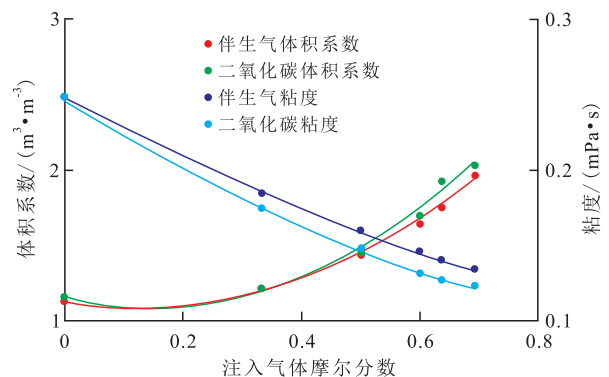


图2 原油注气后体积系数、粘度与注入气体摩尔分数的关系

Fig.2 Relationship between volume factor, viscosity and molar fraction of injected gas

注伴生气。

随着注气次数的增加,原油粘度不断降低(图2)。在分别注入二氧化碳和伴生气的摩尔分数至0.692 3时,原油粘度由原来的0.248 mPa·s分别降至0.123和0.134 mPa·s,分别降低了50.4%和45.9%,这说明注二氧化碳和注伴生气均有明显的降粘效果。

由注气膨胀实验可知,注二氧化碳和伴生气均可使原油饱和压力升高、体积膨胀、粘度降低,且2种气体使原油体积膨胀程度和降粘程度基本相同。

3 最小混相压力测试

3.1 实验方案

采用细管实验法测定注入气体最小混相压力^[18]。细管实验是在一维人造模型上进行的容积驱替物理模拟实验。实验主要在长度为12.192 m、内径约为4.6 mm的填砂细管内进行。注二氧化碳驱替压力分别为14.82, 15.85, 17.24, 19.31, 24.48和28.61 MPa;注伴生气驱替压力分别为18.58, 24.13, 26.20, 30.84, 34.24和37.92 MPa。

3.2 实验结果

注入气体在不同驱替压力下驱替至1.2倍孔隙体积时,其驱油效率明显不同。分别绘制注二氧化碳和注伴生气至1.2倍孔隙体积时,不同驱替压力(p)和驱油效率(E_D)的关系曲线,根据做出的非混相段和混相段的拟合曲线,其交点对应的压力即为最小混相压力(图3)。由图3中2个拟合曲线的交点可以看出,原油注二氧化碳的最小混相压力为17.94 MPa,注伴生气的最小混相压力为29.79 MPa。该油藏原始地层压力高于注二氧化碳最小混相压力,低于注伴生气最小混相压力,因此油藏注伴生气驱油机理为非混相驱,注二氧化碳驱油机理

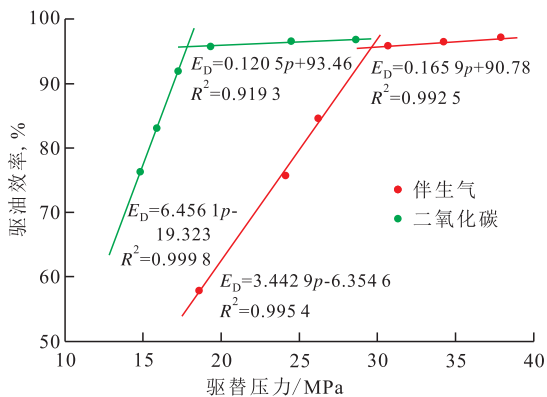


图3 原油注二氧化碳和伴生气的最小混相压力
Fig.3 Minimum miscible pressure of injected CO₂ and associated gas

为混相驱。

4 驱油方式评价

4.1 实验装置与流程

与细管实验装置不同,长岩心驱替实验采用一个长度为1 m的三轴长岩心夹持器代替细管实验的填砂细管^[19]。长岩心夹持器的技术指标包括:压力为0~60 MPa,温度为0~200 °C,岩心长度为0~1 000 mm。采用一系列常规短岩心按照一定的排列方式^[20]拼成长岩心(表2)。长岩心总长度为49.61 cm,孔隙体积为172.40 cm³,平均直径为3.79 cm,孔隙度为30.9%,平均渗透率为11.97×10⁻³ μm²。

表2 中东某油田A油藏长岩心驱替实验所用岩心排序
Table2 Core sequence of long core displacement experiment in A oil reservoir of Middle East

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙体积/cm ³	孔隙度,%	渗透率/10 ⁻³ μm ²	排序
30	4.92	3.79	17.78	32.2	22.35	出口 ↓ 入口
31	5.16	3.79	17.62	30.3	20.71	
24	3.28	3.81	10.52	28.4	13.94	
33	5.42	3.80	16.93	27.7	13.10	
38	5.21	3.79	19.48	33.3	18.10	
9	5.44	3.79	20.39	33.3	12.31	
1	1.56	3.79	15.17	29.6	9.60	
25	5.58	3.80	19.39	30.8	9.83	
7	4.88	3.78	16.58	30.3	7.33	
29	5.16	3.79	18.53	31.9	8.78	

实验在地层条件下进行,实验流程如下:①按照一定排列方式装好岩心然后抽真空,之后向岩心注入地层水直到充分饱和,记下饱和量;②用死油对岩心中的水进行驱替,直到不出水为止,稳定14 h之后再行驱替,直到不出水,把总的驱出水量记录下来,计算束缚水饱和度和原始含油饱和度;③为了防止沥青质沉淀,先用1倍孔隙体积的萘烷驱替岩心中的死油,之后用2~3倍孔隙体积的配制油样驱替岩心中的萘烷,建立束缚水状态下的饱和和地层原油状态;④在地层温度和压力条件下进行实验;⑤每组实验记录驱替时间、注入压力、围压和回压,并计算采出气油比和分离出的油气水量;⑥每组实验结束对岩心进行充分清洗,用氮气吹干,用真空泵抽空岩心,并重复步骤①—③,然后进行下一组实验。

4.2 实验方案

共设计4组实验:①水驱,后续进行二氧化碳—水交替混相驱。首先注水驱替,水驱后注入水和二

氧化碳段塞,循环交替注入。②伴生气—水交替非混相驱,后续进行二氧化碳—水交替混相驱。首先注入水和伴生气的段塞,然后注入水和二氧化碳段塞。循环交替注入。③二氧化碳混相驱。持续注入二氧化碳。④二氧化碳—水交替混相驱。循环交替注入二氧化碳和水。4组实验方案中,注水(气)速度均为 $0.074\text{ cm}^3/\text{min}$,注入水与注入气的段塞比均为0.3倍孔隙体积:0.3倍孔隙体积。

4.3 实验结果与分析

4.3.1 单一驱油方式

比较水驱、伴生气—水交替非混相驱、二氧化碳混相驱、二氧化碳—水交替混相驱4种驱油方式的采收率(图4)可以看出,由大到小依次是二氧化碳—水交替混相驱、二氧化碳混相驱、伴生气—水交替非混相驱、水驱;其中,二氧化碳—水交替混相驱是最有效的驱油方式,比水驱提高采收率19.9%,比伴生气—水交替非混相驱提高采收率12.46%,比二氧化碳混相驱提高采收率5.03%。这是由于原油主要赋存于孔隙中,而喉道大小是决定能否将孔隙中原油驱出的关键因素。孔隙型碳酸盐岩油藏非均质性强,喉道半径分布极不均匀,注入水主要是

将与大喉道相连的孔隙中的原油驱出,而不能驱替被小喉道控制的孔隙中的原油;而且,毛管阻力的存在也抑制了水向小喉道流动。但是,二氧化碳在地层条件下与原油发生混相,使界面张力降为0,原油粘度降低,大大提高了驱油效率。在混相条件下,流体在小喉道中流动的毛管阻力大大降低乃至消失,从而有利于驱出被小喉道控制的孔隙中的原油,也在很大程度上提高了波及系数。此即二氧化碳—水交替混相驱相比水驱和伴生气—水交替非混相驱的优势。由于水气交替抑制了重力分异作用,提高了波及系数,因而在同为混相驱的条件下,二氧化碳—水交替混相驱比二氧化碳混相驱驱油效果更好。伴生气—水交替非混相驱比水驱采收率提高7.44%。由注气膨胀实验可知,注伴生气可使原油体积膨胀,粘度降低,油气两相界面张力降低。在非混相条件下,虽然存在注入气体与原油之间的界面张力,但与注气前相比大大降低,也有利于降低两相流体在小喉道中的毛管阻力,使气体进入小喉道控制的孔隙中驱油,提高了波及效率。而原油体积膨胀,有利于将小喉道中的原油驱出。因而伴生气—水交替非混相驱也比水驱具有更好的

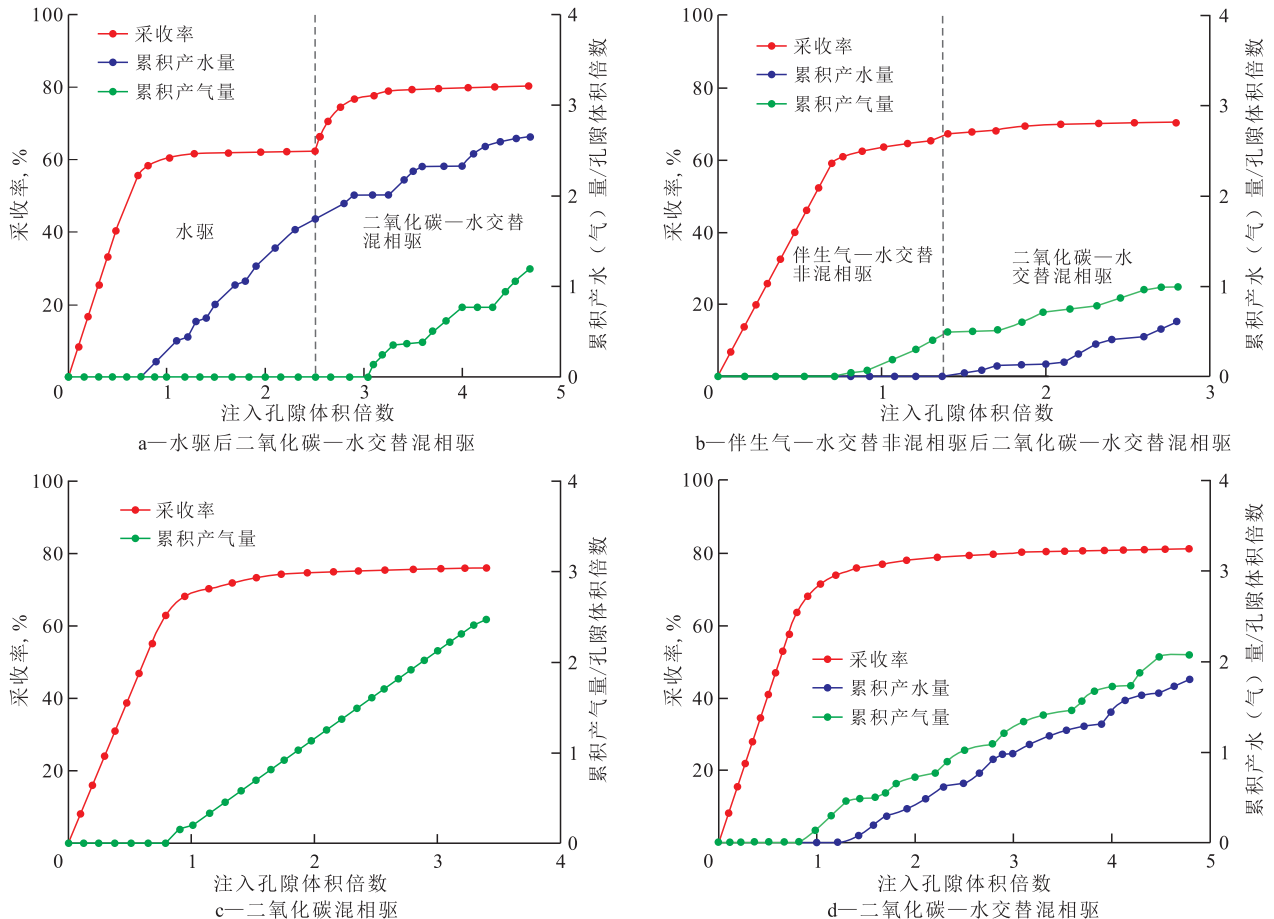


图4 4种驱油方式下采收率和累积产水(气)量的变化

Fig.4 Variations of oil recovery, cumulative gas and water production by four oil displacement methods

效果。与二氧化碳相比,伴生气价格更低廉,来源更广泛,因而在二氧化碳气源难于获取的情况下,可考虑使用伴生气—水交替非混相驱。

4.3.2 组合驱油方式

方案①和②(图4a,4b)为组合驱油方式,方案④(图4d)为单一驱油方式。方案④与方案①的最终采收率分别为80.69%与80.33%,两者基本相同,由此可以看出,前期是否注水对最终采收率没有影响,考虑到实际应用,水驱成本更低,因此对于孔隙型碳酸盐岩油藏,可先进行水驱,然后进行二氧化碳—水交替混相驱提高最终采收率。

方案④与方案②的最终采收率分别为80.69%和70.37%,而方案②中伴生气—水交替非混相驱阶段的采收率为68.23%,在伴生气—水交替非混相驱基础上进行二氧化碳—水交替混相驱,仅在非混相驱基础上提高采收率约2.14%,比单独进行二氧化碳—水交替混相驱采收率低10.32%,混相驱提高采收率效果并不明显。这是由于伴生气的流度比较大而产生指进,形成优势渗流通道,在此基础上继续进行二氧化碳—水交替混相驱,二氧化碳仅沿伴生气形成的通道流动,二氧化碳没有波及更多的剩余油,因此效果比单独进行二氧化碳—水交替混相驱要差。因此,不宜进行气体非混相驱与混相驱组合的驱油方式。

5 结论

原油注气驱油机理除混相机理之外,还有膨胀机理和降粘机理。

中东某油田A油藏原始地层压力低于注伴生气最小混相压力,高于注二氧化碳最小混相压力,因此A油藏注伴生气驱油机理为非混相驱,注二氧化碳驱油机理为混相驱。

二氧化碳—水交替混相驱采收率要高于水驱、伴生气—水交替非混相驱和二氧化碳混相驱,是最有效的提高采收率方法;由于注气具有膨胀作用和降粘作用,伴生气—水交替非混相驱也可在一定程度上提高采收率。在水驱基础上进行二氧化碳—水交替混相驱,最终采收率与单独进行二氧化碳—水交替混相驱基本相同;而在伴生气—水交替非混相驱基础上进行二氧化碳—水交替混相驱,由于伴生气非混相驱产生指进,形成优势渗流通道,后续注入的二氧化碳仅沿伴生气形成的通道流动,二氧化碳没有波及更多的剩余油,混相驱提高采收率效果并不明显。因此,对孔隙型碳酸盐岩油藏,不宜

采取气体非混相驱与混相驱组合的驱油方式,可先进行水驱,然后进行二氧化碳—水交替混相驱。

参考文献:

- [1] 白国平.中东油气区油气地质特征[M].北京:中国石化出版社,2007:16-20.
Bai Guoping.Oil and gas geological characteristics of Middle East oil and gas fields[M].Beijing:China Petrochemical Press,2007:16-20.
- [2] 赵树栋.任丘碳酸盐岩油藏[M].北京:石油工业出版社,1997:17-40.
Zhao Shudong.Renqiu carbonate reservoir[M].Beijing:Petroleum Industry Press,1997:17-40.
- [3] 林忠民.塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征及成藏条件[J].石油学报,2002,23(3):23-26.
Lin Zhongmin.Carbonate rock reservoir features and oil-gas accumulating conditions in the Ordovician of Tahe oil field in northern Tarim Basin[J].Acta Petrolei Sinica,2002,23(3):23-26.
- [4] 刘辉,董俊昌,刘扬,等.孔隙型碳酸盐岩储层注气注水提高采收率试验[J].中国石油大学学报:自然科学版,2013,37(1):104-108.
Liu Hui,Dong Junchang,Liu Yang,et al.Experiments on gas and water injection for enhance oil recovery in porous carbonate reservoir[J].Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science,2013,37(1):104-108.
- [5] 李士伦,郭平,王仲林,等.中低渗透油藏注气提高采收率理论及应用[M].北京:石油工业出版社,2007:9-47.
Li Shilun,Guo Ping,Wang Zhonglin,et al.Theory and application of enhanced oil recovery of gas injection in middle-low permeability reservoir[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2007:9-47.
- [6] Ali Danesh.油藏流体的PVT与相态[M].沈平平,韩冬,译.北京:石油工业出版社,2000:191-207.
Ali Danesh.PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids[M].Shen Pingping,Han Dong,trans.Beijing:Petroleum Industry Press,2000:191-207.
- [7] 魏浩光,岳湘安,赵永攀,等.特低渗透油藏天然气非混相驱实验[J].石油学报,2011,32(2):307-310.
Wei Haoguang,Yue Xiang'an,Zhao Yongpan,et al.An experimental investigation of the nature gas immiscible displacement in ultra-low permeability reservoirs[J].Acta Petrolei Sinica,2011,32(2):307-310.
- [8] 曹立迎,孙建芳,徐婷,等.碳酸盐岩油藏岩石润湿性评价实验研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):89-92.
Cao Liying,Sun Jianfang,Xu Ting,et al.Experimental study of wettability evaluation on carbonate reservoir rock[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2014,21(4):89-92.
- [9] 尚宝兵,廖新维,卢宁,等.CO₂驱水气交替注采参数优化——以安塞油田王窑区块长6油藏为例[J].油气地质与采收率,2014,21(3):70-72,77.
Shang Baobing,Liao Xinwei,Lu Ning,et al.Optimization design of injection and production parameters for water-alternating-CO₂ flooding: a case study of Chang6 reservoir of Wangyao block in

- Ansai oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(3): 70-72, 77.
- [10] 杜建芬,李家燕,郭平,等.变质岩裂缝性潜山油藏注气提高采收率研究[J]. *石油实验地质*, 2010, 32(5): 509-512.
- Du Jianfen, Li Jiayan, Guo Ping, et al. Study on EOR by gas injection in buried hill reservoirs consisting of fractured metamorphic rocks [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010, 32(5): 509-512.
- [11] Joachim M, Abbas F, Zhidong L, et al. Experimental core flooding and numerical modeling of CO₂ injection with gravity and diffusion effects [R]. SPE 135563, 2010.
- [12] Joachim M, Abbas F, Mohammad M. A new approach to compositional modeling of CO₂ injection in fractured media compared to experimental data [R]. SPE 124918, 2009.
- [13] Wilkinson J, Teletzke G, King K. Opportunities and challenges for enhanced oil recovery in the Middle East [R]. SPE 101679, 2006.
- [14] 赵民国,陈栖,贾慧敏,等.芳48非均质断块油藏二氧化碳驱油效果研究[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(5): 119-122.
- Zhao Minguo, Chen Xi, Jia Huimin, et al. CO₂ flooding of Fang48 heterogeneous fault-block reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(5): 119-122.
- [15] 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 Shenglai, Chen Hao, Feng Jilei, 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.
- [16] 中国石油勘探开发研究院石油采收率研究所. SY/T 5542—2009 油气藏流体物性分析方法 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- EOR Department, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina. SY/T 5542-2009 Test method for reservoir fluid physical properties [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [17] 李菊,李实.基于多次接触特性曲线的二氧化碳驱最小混相压力预测方法[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(1): 51-54.
- Li Ju, Li Shi. A new method to forecast the CO₂-oil minimum miscibility pressure based on multicontact curve [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(1): 51-54.
- [18] 郭平,刘建仪,李士伦,等.提高采收率的注气实验评价体系[J]. *新疆石油地质*, 2002, 23(5): 408-410.
- Guo Ping, Liu Jianyi, Li Shilun, et al. Evaluation system of gas injection experiment for EOR [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2002, 23(5): 408-410.
- [19] 李向良,李振泉,郭平,等.二氧化碳混相驱的长岩心物理模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(5): 102-104.
- Li Xiangliang, Li Zhenquan, Guo Ping, et al. Long core physical simulation for CO₂ miscible displacement [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(5): 102-104.
- [20] 李士伦,张正卿,冉新权,等.注气提高石油采收率技术[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001.
- Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan, et al. Enhanced oil recovery by gas injection [M]. Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 2001.

编辑 刘北羿

(上接第73页)

- Li Meirong, Huang Man, Qu Caixia, et al. Structure and solution properties for HPAM and AHPAM used in oil displacement polymer [J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2013, 37(3): 167-182.
- [20] 陶磊. 高温油藏 AMPS 聚合物提高采收率先导性试验研究 [J]. *石油天然气学报*, 2011, 33(9): 141-144.
- Tao Lei. EOR pilot test using AMPS polymer flooding in high temperature reservoirs [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2011, 33(9): 141-144.
- [21] Bennett K E. Microemulsion phase behavior—observations, thermodynamic essentials, mathematical simulation [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1981, 21(6): 747-762.
- [22] Nelson R C. The salinity—requirement diagram—a useful tool in chemical flooding research and development [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, 22(2): 259-270.
- [23] 俞稼镛,宋万超,李之平,等.化学复合驱基础及进展[M]. 北京: 中国石化出版社, 2002: 547-579.
- Yu Jiayong, Song Wanchao, Li Zhiping, et al. Basic and progress of chemical compound flooding [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2002: 547-579.
- [24] 曹绪龙. 碱-助表面活性剂-聚合物体系相性质的研究 [J]. *油田化学*, 1991, 8(4): 357-361.
- Cao Xulong. The phase behavior of alkaline-cosurfactant-polymer floodings systems: a review [J]. *Oilfield Chemistry*, 1991, 8(4): 357-361.
- [25] 冈秦麟. 化学驱油论文集(下册) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 107-112.
- Gang Qinlin. Chemical flooding Symposium (Volume II) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 107-112.
- [26] 聂小斌,李新功,邬巧梅,等. SY/T 5370—1999 表面及界面张力测定方法 [S]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
- Nie Xiaobin, Li Xingong, Wu Qiaomei, et al. SY/T 5370-1999 The method of surface tension & interfacial tension [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.

编辑 常迎梅