

文章编号: 1001-4888(2011)04-0442-05

特低渗油藏不同开发方式室内实验研究^{*}

苏玉亮^{1,2}, 吴春新^{2,3}, 吴晓东¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257061;

3. 中海石油 天津分公司, 天津 300452)

摘要: 把特低渗透油藏岩心根据渗透率划分为不同等级, 分别对不同等级岩心进行注水、注氮气 and 注二氧化碳室内实验。测得了不同开发方式条件下注采压差梯度和洗油效率, 回归出不同开发方式下洗油效率随渗透率变化关系式, 并对不同开发方式效果进行对比分析。研究结果表明: 特低渗油藏在不同方式开发过程中, 注入压力都表现为先上升后下降, 最后趋于稳定值; 由于启动压力的存在, 洗油效率在注入开发初期都为零; 注氮气开发注采压差大于注二氧化碳开发注采, 小于注水开发注采压差; 在渗透率较高情况下, 注氮气和二氧化碳注采压差相差不大; 二氧化碳驱油效果最好, 氮气次之, 水驱最差。

关键词: 特低渗透; 注水; 氮气驱; 二氧化碳驱; 室内实验

中图分类号: TE348

文献标识码: A

0 引言

特低渗油藏开发时由于渗透率低存在启动压力高、注水开发困难等问题, 一般通过注气的开发方式, 补充地层能量, 从而获得较高采收率^[1-2], 其中注氮气和二氧化碳是有效注气开发方式^[3-5]。本文通过选取胜利油田典型区块岩芯, 将其划分不同等级, 进行注水注气驱替实验, 观察压力变化和驱油效果, 对不同驱替方式进行对比分析, 该实验结果为现场施工具有重要意义。

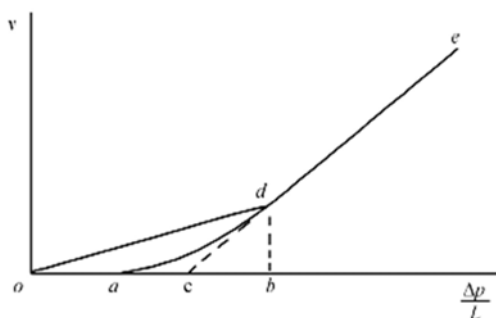


图 1 低渗透非线性渗流特征曲线

Fig. 1 The characteristic curve of low permeable Non-Darcy seeping

典型的低渗透非线性渗流主要表现为: (1) 存在着不为零的启动压力梯度; (2) 当压力梯度大于启动压力梯度时, 渗流速度与压力梯度存在非线性关系。非线性渗流过程可以用图 1 进行描述: a 点为液体开始流动的启动压力梯度, ad 线段为液体流速呈上凹型增加的实测曲线, de 线段为实测的达西渗流直线。d 点为由曲线变为直线的临界压力梯度。c 为 de 直线延伸与压力梯度坐标的交点, 通常称为拟启动压力梯度。直线(即 de 线)延长线(即 dc 线)不通过坐标原点, 这是非线性渗流的主要特征。

^{*} 收稿日期: 2011-01-20; 修回日期: 2011-06-01

基金项目: 国家重点基础研究发展规划“973”项目“温室气体提高石油采收率的资源化利用及地下封存”(2006CB705804); 泰山学者建设工程专项经费资助项目(TS20070704)

通讯作者: 苏玉亮(1970—), 男, 教授, 博士, 博士生导师。主要从事低渗油藏驱替机理及开采、注气提高采收率、深水油气田开发等。E-mail: suyuliang@upc.edu.cn

1 实验内容

1.1 实验条件

实验岩芯选取胜利油田特低渗油藏岩芯,实验流体采用矿化度为每毫升 7mg 的模拟地下水和用井口产出原油与煤油配制的模拟油,70℃ 条件下粘度为 4mPa·s,整个实验是在 70℃ 恒温下进行。

1.2 实验方案设计

将特低渗岩芯划分为四个等级,分别是 $K < 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \leq K \leq 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < K \leq 7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < K \leq 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,通过对不同等级岩芯进行完全水驱、完全氮气驱、完全二氧化碳驱室内实验。首先分析特低渗透油藏开发特征,比较同一驱替方式下,不同级别岩芯的驱替效果,分析渗透率对不同开发方式的影响;其次比较完全水驱、完全氮气驱、完全二氧化碳驱对同一级别岩芯驱替效果,分析开发方式对特低渗开发的影响。

1.3 实验步骤

岩芯饱和油后,注入驱替流体,如水、二氧化碳、氮气等,驱替速度为 0.01ml/min,进行驱替实验。驱替过程中每隔一定时间计量前后端压力,测量注入流体体积、突破时间、产出流体体积等。对不同渗透率级别岩芯多次进行实验。

2 实验结果分析

岩芯基础数据见表 1,实验测定了不同开发方式和不同渗透率级别的注采压差梯度和驱替效果。

表 1 岩芯基础数据

Tab. 1 The basic data of cores

岩芯号	渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	岩芯体积(ml)	岩芯直径(cm)	孔隙度(%)	空隙体积(ml)	饱和油量(ml)
1	2.232	23.41	2.5	0.121	2.84	2.2
2	2.188	22.53	2.5	0.109	2.45	2.1
3	2.523	20.68	2.5	0.122	2.52	2.2
4	3.089	18.62	2.5	0.121	2.26	1.8
5	3.162	21.02	2.5	0.112	2.36	1.9
6	3.17	26.33	2.5	0.127	3.35	2.8
7	6.904	21.74	2.5	0.136	2.95	2.3
8	9.7	19.35	2.5	0.149	2.88	2.3
9	7.21	19.15	2.5	0.143	2.74	2.1

2.1 特低渗油藏不同开发方式室内实验注采压差梯度结果

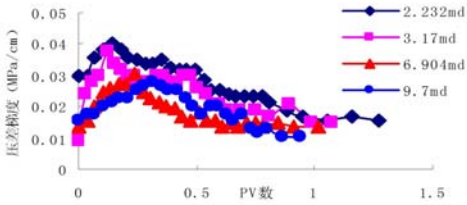


图 2 注水开发压差梯度对比曲线

Fig. 2 The pressure contrast diagram of water injection

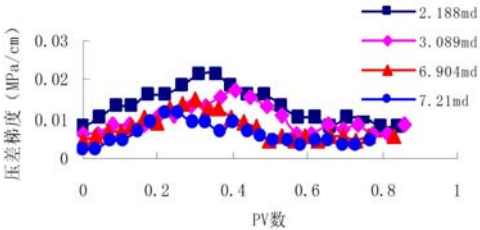


图 3 注氮气开发压差梯度对比曲线

Fig. 3 The pressure contrast diagram of nitrogen injection

图 2,图 3,图 4 为不同级别渗透率岩芯注水、注氮气、注二氧化碳开发注采压差梯度图。从图中可以看出,在驱替初期压力急剧上升,后来下降,压力上升过程是前端克服启动压力的结果;对于不同渗透

率级别的岩芯,一般表现为渗透率低的岩芯压力上升速度比较快;对于不同开发方式,水驱最大压差梯度上升较快,在不到 0.2PV 就出现极大值,而注气开发大约在 0.3PV 时出现极大值,这是气体压缩性较大并且能溶于原油的原因。

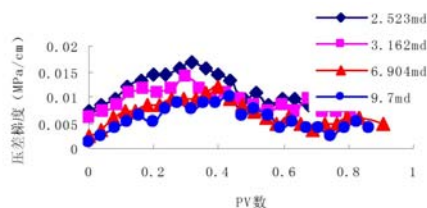


图 4 注二氧化碳开发压差梯度对比曲线

Fig. 4 The pressure contrast diagram of carbon dioxide injection

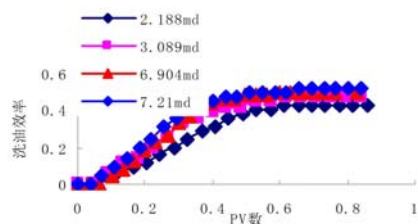


图 6 注氮气开发洗油效率

Fig. 6 The oil displacement efficiency of nitrogen flooding

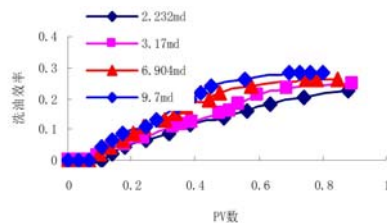


图 5 注水开发洗油效率

Fig. 5 The oil displacement efficiency of water flooding

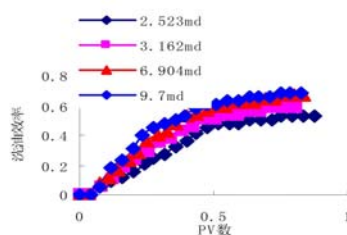


图 7 注二氧化碳开发洗油效率

Fig. 7 The oil displacement efficiency of carbon dioxide flooding

2.2 特低渗油藏不同开发方式室内实验洗油效率结果

图 5,图 6,图 7 为不同级别渗透率岩芯洗油效率对比图。从图可以看出,对于不同渗透率的岩芯,在注入开始阶段,洗油效率为 0,表现为采不出,这是克服启动压力的结果^[6-7]。水驱、氮气驱、二氧化碳驱三种驱替实验结果都表明了启动压力的存在。随后洗油效率增大,突破之后增加变缓。随着油藏渗透率的增大,驱油效果变好。

2.3 不同开发方式对比分析

2.3.1 不同注入方式洗油效率对比

对水驱、氮气驱、二氧化碳驱这三种开发方式最高洗油效率对比见图 8,回归出不同开发方式下洗油效率随渗透的关系为:

$$\text{水驱 } y = 0.0063K + 0.2203$$

$$\text{氮气驱 } y = 0.0148K + 0.4096$$

$$\text{二氧化碳驱 } y = 0.0213K + 0.4944$$

其中: y 为洗油效率; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

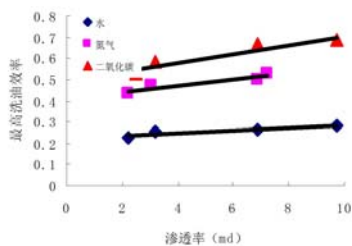


图 8 不同注入方式洗油效率对比

Fig. 8 The comparison of displacement efficiency for different development methods

从图 8 和回归出的洗油效率与渗透率变化关系中可以看出,二氧化碳的采收率最高,氮气次之,水驱最低。注气洗油效率随着渗透率变化较大,水驱洗油效率随着渗透率变化较小。

注气开发洗油效率高于水驱的主要原因有以下几个方面:(1) 增油机理。气体溶解在原油中,发生一系列的物理化学变化,这是增产的主要机理;(2) 降粘机理。气体注入油藏,混溶于原油中,大幅度降低原油粘度,增加地层原油的流动能力,从而增加原油产量;(3) 膨胀机理。原油中溶入气体后,由于地层温度高,体积

膨胀,从而增加了储层孔隙中的压力,因为相对渗透率有所提高,油体积膨胀,致使驱油效率提高,从而提高了油最终采出程度。

2.3.2 不同注入方式注采压差对比

对水驱、氮气驱、二氧化碳驱这三种开发方式最高驱替压差梯度对比见图9,从图中可以看出,水驱压差梯度最大,在渗透率较低时,二氧化碳注采压差梯度低于氮气注采压差梯度,在渗透率大于 $7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,氮气和二氧化碳相差不大。

产生以上结果的原因主要有以下几个方面:

(1) 气体粘度小。在 $20^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$ 之间,氮气的粘度在 $0.015 \sim 0.03 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 之间,二氧化碳的粘度在 $0.01 \sim 0.09 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 之间,气体的粘度远远低于水的粘度,使得注入压力降低。(2) 溶解效应。气体与原油接触后,发生混相时,气体会大量溶解在原油中,会导致原油粘度下降,增加了原油的流动能力,同时气体溶解在原油中体积缩小,也大大降低了驱替压力。(3) 相渗的影响。在相同的含油饱和度下,气驱的油相相对渗透率高于水驱时的油相相对渗透率,这说明在相同的含油饱和度下,气驱中油更容易流动,因此气体驱替时较水驱驱替阻力更小。

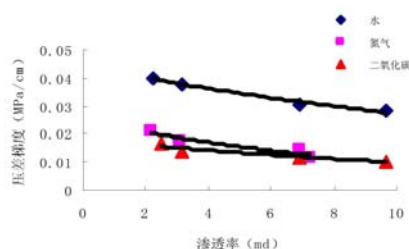


图9 不同注入方式注采压差梯度对比

Fig. 9 The comparison diagram of injection pressure for different development methods

3 结论

- (1) 特低渗油藏在开发过程中,注入压力先上升后下降,最后趋于稳定。水驱注入压力上升最快。
- (2) 特低渗油藏由于启动压力梯度的存在,开发过程中,开始驱油效率为零,突破后洗油效率上升缓慢。
- (3) 注氮气开发注采压差大于注二氧化碳开发注采压差小于注水压差,洗油效率在渗透率较高情况下,注氮气和二氧化碳相差不大;二氧化碳驱油效果最好,氮气驱次之,水驱最差。
- (4) 对于特低渗油藏来说,渗透率对注气开发洗油效率影响大于对注水开发影响。

参考文献:

- [1] 王文环. 特低渗透油藏驱替及开采特征的影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 73—75 ((Wang Wenhuan. Influencing factors of displacement and development characteristics in ultra-low permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology And Recovery Efficiency, 2006, 13(6): 73—75(in Chinese))
- [2] 李道品. 低渗透油田开发[M]. 北京:石油工业出版社, 1999: 25—30 (Li Daopin. Development of low-permeability oil field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 25—30(in Chinese))
- [3] 赵明国, 王东. 大庆油区芳48断块 CO_2 吞吐室内实验[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(2): 89—90 (Zhao Mingguo, Wang Dong. Laboratory experiment of CO_2 stimulation in Fang48 fault block in Daqing oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(2): 89—90(in Chinese))
- [4] 俞凯, 刘伟, 陈祖华. 苏北盆地溱潼凹陷草舍油田 CO_2 混相驱技术研究[J]. 石油实验地质, 2008, 30(2): 212—214 (Yu Kai, Liu Wei, Chen Zuhua. Study of CO_2 miscible flooding technique in the Caoshe oilfield of the northern Jiangsu basin Qintong sag [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2008, 30(2): 212—214(in Chinese))
- [5] 米敬奎, 张水昌, 王晓梅等. 松辽盆地高含 CO_2 气藏储层包裹体气体的地球化学特征[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(1): 68—69 (Mi Jingkui, Zhang Shuichang, Wang Xiaomei. Geochemical behaviors of gases from inclusions in high- CO_2 reservoirs, the Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(1): 68—69(in Chinese))
- [6] 依呷, 唐海, 吕栋梁. 低渗气藏启动压力梯度研究与分析[J]. 海洋石油, 2006, 26(3): 51—54 (Yi Ya, Tang Hai, Lv Dongliang. The study and analysis of starting pressure gradient in low permeability gas reservoirs [J]. Offshore Oil, 2006, 26(3): 51—54(in Chinese))
- [7] Kimberly K D, Farouq Ali S M, Puttagunat V R. New scaling criteria and their relative merits for steam recovery experiments[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, 27(4): 86—91.

Laboratory Investigation on Different Development Methods for Ultra-Low Permeability Oil Reservoir

SU Yu-liang^{1,2}, WU Chun-xin², WU Xiao-dong¹

(1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. China University of Petroleum (Huadong), Dongying 257061, China; 3. Tianjin Branch, CNOOC, Tianjin 300452, China)

Abstract: Ultra-low permeability reservoir cores were divided into different grades according to permeability, then laboratory experiments of different development methods were carried out by water flooding, nitrogen drive and carbon dioxide drive respectively according to different core grades. For different development methods, the pressure gradient and displacement efficiency were measured, the relationship between the displacement efficiency and the permeability was regressed, and the effect of different development methods was compared. Results show that in the ultra-low permeability oil reservoir development process by using different methods, drive pressure increases first, and then decreases, and stabilized at last. Displacement efficiency is zero in the early development stage due to the presence of threshold pressure. The pressure of nitrogen drive is greater than that of carbon dioxide drive but less than that of water flooding. In the case of higher permeability, pressure of nitrogen drive and carbon dioxide drive is almost equal. The driving effect among these methods, carbon dioxide drive is the best, and then followed by nitrogen drive, water flooding is the worst.

Keywords: ultra-low permeability; water flooding; nitrogen drive; carbon dioxide drive; laboratory experiment