

CO₂ 驱油井产能及影响因素敏感性分析

尚庆华 吴晓东 韩国庆 安永生 王 庆 王旭东

(石油工程教育部重点实验室(中国石油大学),北京 昌平 102249)

摘 要:为了明确 CO₂ 驱油井产能影响因素,基于油藏数值模拟和正交试验设计与分析方法,考虑不同油藏和流体物性对油井产能的影响,对 CO₂ 驱油井产能影响因素进行了敏感性分析,并在正交试验结果归一化处理的基础上,初步建立了 CO₂ 驱油井产能方程。敏感性分析结果表明,各因素影响程度从大到小依次为相渗曲线、CO₂ 物质的量分数、原油组成、渗透率、泄油半径、表皮因子和地层压力,其中影响最为显著的是相渗曲线和 CO₂ 物质的量分数,且随 CO₂ 物质的量分数的增大,油井产能方程的非线性增强。在油田开采初期,油井产能随 CO₂ 物质的量分数的增大而增大,但若油藏能量过度衰竭,CO₂ 物质的量分数的增大反而对油井产能不利。该产能预测方程回归相关系数大,应用方便,可为同类油藏采油工程方案的编制和油田开发方案的调整提供一些参考。

关键词:二氧化碳驱;油井产能;影响因素;正交试验;数值模拟;敏感性分析

中图分类号:TE357.45 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)01-0083-06

CO₂ Flooding Well Productivity and Its Impacting Factor Sensitivity Analysis

Shang Qinghua Wu Xiaodong Han Guoqing An Yongsheng Wang Qing Wang Xudong

(MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Changping, Beijing, 102249, China)

Abstract: In order to determine the impacting factors of CO₂ flooding well productivity and to establish the productivity prediction equation, the impacting factors sensitivity analysis were conducted based on reservoir numerical simulation and orthogonal analysis with consideration of impact of reservoir and fluid property on well productivity. The productivity equation for CO₂ flooding was established based on the orthogonal normalized results. Sensitivity analysis show that the influence degree of each factor in decreasing order is relative permeability, CO₂ content, crude oil composition, permeability, drainage radius, skin factor and reservoir pressure. The most significant influencing parameters are relative permeability and CO₂ content. Well productivity equation becomes more nonlinear with the increase of CO₂ content. In the early stage of field development, well productivity increases with the increase of CO₂ content, while the increase of CO₂ content damages well productivity if the reservoir is depleted. The established productivity equations in this paper can provide guidance for oilfield development. The productivity prediction equation regression coefficient is high and its application is convenient which can provide reference and guidance for similar reservoir field development and adjustment program.

Key words: CO₂ flooding; oil well productivity; effect factors; orthogonal experiment; numerical simulation; sensitivity analysis

将 CO₂ 注入地层不仅可以提高原油采收率,还可以实现温室气体 CO₂ 的永久性封存,既提高了经济效益,又产生了广泛的社会效益。CO₂ 驱油技术已有几十年的历史,而其中又以美国、加拿大等国家应用得最为广泛和成功^[1-2]。资料表明^[3],2006 年世界 EOR 产量为 $8\,716 \times 10^4$ t,其中 CO₂ 的 EOR 产量占总 EOR 产量的 14.4%;2006 年美国 EOR 项目共计 153 个,其中 82 个采用了 CO₂ 驱。我国的大庆油田、中原油田、吉林油田等也先后多次开展

了 CO₂ 驱矿场先导性试验^[4-5],取得了一定的成果,为我国开展大规模 CO₂ 驱奠定了基础。

收稿日期:2010-09-19;**改回日期:**2010-11-23

基金项目:国家高技术研究发展计划(“863”计划)“CO₂ 驱油提高石油采收率与封存关键技术研究”(编号:2009AA063404)资助

作者简介:尚庆华(1984—),男,河南新乡人,2008 年毕业于大庆石油学院石油工程专业,油气田开发工程专业在读硕士研究生。

联系方式:(010)89734338, sqhsuc1984@126.com

CO₂ 驱不仅适用于常规油藏开发,对低渗透、特低渗透油藏开发效果更佳,主要表现在 CO₂ 与原油混合后,可以大幅度降低原油黏度和界面张力,减小渗流阻力;同时,还可以使原油体积膨胀,补充地层能量,起到溶解气驱的作用^[6-8]。CO₂ 驱油井产能预测作为油井举升、优化设计、配产等措施的基础和前提,是油田开发研究必不可少的内容,但从目前国内研究成果来看,还未见到该方面的报道。

1 产能影响因素正交试验设计及计算

正交试验设计及其极差分析和方差分析的方

法,是以概率论、数理统计等为理论基础,科学安排试验方案,正确分析试验结果,定性定量地确定参数对指标的影响趋势、主次顺序及显著程度,尽快获得目标结果的一种数学方法^[9]。从该思路出发,设计了 CO₂ 驱油井产能影响因素正交试验,共选取 7 个主要影响因素,每个因素选取 3 个油田提供的常见水平(见表 1),列出 $L_{18}(3^7)$ 正交试验表,共 18 组试验(见表 2)。

表 1 中,原油组成列分别代表某油田 3 个区块不同的原油组成;相渗曲线列分别代表 3 组不同原油的油气两相相渗曲线(原油—CO₂)。3 组原油的油气相渗曲线如图 1 所示。

表 1 CO₂ 驱油井产能影响因素及水平

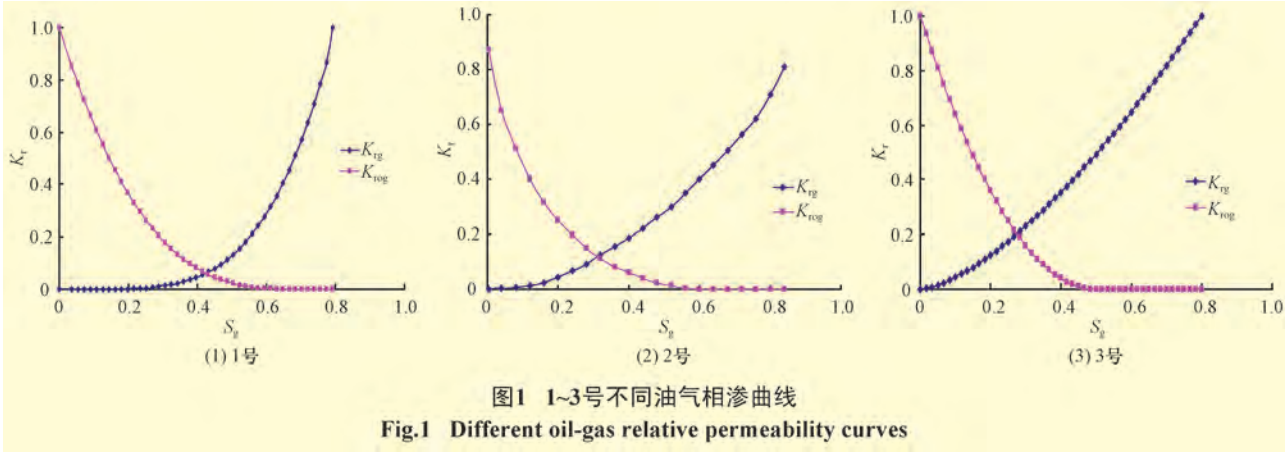
Table 1 Influence factors and levels on the CO₂ flooding well productivity

| 水平 | 地层压力/MPa | 泄油半径/m | 渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 相渗曲线 | 原油组成 | CO ₂ 物质的量分数 | 表皮因子 |
|----|----------|--------|-----------------------------|------|------|------------------------|------|
| 1 | 15 | 100 | 6 | 1 号 | A | 0 | -1.5 |
| 2 | 20 | 200 | 80 | 2 号 | B | 0.2 | 0 |
| 3 | 25 | 400 | 200 | 3 号 | C | 0.5 | 1.5 |

表 2 正交试验设计及计算结果

Table 2 Orthogonal experiment design and calculation results

| 序号 | 影响因素水平 | | | | | | | 方程系数 V |
|----|--------|------|-----|------|------|------------------------|------|---------|
| | 地层压力 | 泄油半径 | 渗透率 | 相渗曲线 | 原油组成 | CO ₂ 物质的量分数 | 表皮因子 | |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0.586 8 |
| 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 0.663 7 |
| 3 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 0.548 3 |
| 4 | 2 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 0.608 8 |
| 5 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 1 | 1 | 0.278 7 |
| 6 | 2 | 3 | 3 | 1 | 1 | 2 | 2 | 0.629 4 |
| 7 | 3 | 1 | 2 | 1 | 3 | 2 | 3 | 0.666 7 |
| 8 | 3 | 2 | 3 | 2 | 1 | 3 | 1 | 0.933 3 |
| 9 | 3 | 3 | 1 | 3 | 2 | 1 | 2 | 0.203 2 |
| 10 | 1 | 1 | 3 | 3 | 2 | 2 | 1 | 0.398 1 |
| 11 | 1 | 2 | 1 | 1 | 3 | 3 | 2 | 0.551 7 |
| 12 | 1 | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 | 3 | 0.591 9 |
| 13 | 2 | 1 | 2 | 3 | 1 | 3 | 2 | 0.730 7 |
| 14 | 2 | 2 | 3 | 1 | 2 | 1 | 3 | 0.538 5 |
| 15 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 2 | 1 | 0.722 9 |
| 16 | 3 | 1 | 3 | 2 | 3 | 1 | 2 | 0.702 2 |
| 17 | 3 | 2 | 1 | 3 | 1 | 2 | 3 | 0.376 6 |
| 18 | 3 | 3 | 2 | 1 | 2 | 3 | 1 | 0.714 0 |



确定正交试验方案以后,利用 CMG 数模软件的 GEM 组分模拟器建立如图 2 所示的油藏网格模型,考虑束缚水饱和度和一定的油层厚度、孔隙度,分别对每组试验条件进行不同衰竭程度的油藏数值模拟。在进行完油藏数值模拟后,参考 Vogel 建立油井产能方程的思想^[10],将某一采出程度下的各产量点与该采出程度下的最大产量(即无阻流量 q_{omax})的比值作为无因次产量横坐标,以该采出程度下各

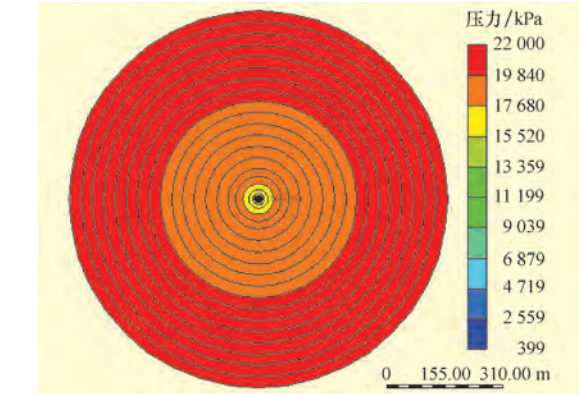
产量对应的井底流压与平均地层压力比值为无因次压力纵坐标,从而得到每组正交试验不同采出程度下的无因次归一化曲线,然后用式(1)回归得到每组试验的产能方程,其系数 V 列于表 2。

$$\frac{q_o}{q_{\text{omax}}} = 1 - (1 - V) \frac{p_{\text{wf}}}{p_r} - V \left(\frac{p_{\text{wf}}}{p_r} \right)^2 \tag{1}$$

式中: q_o 为油井产油量, m^3/d ; q_{omax} 为油井最大产油量, m^3/d ; p_{wf} 为井底流压, MPa ; p_r 为平均地层压力, MPa 。

2 正交试验结果处理及分析

由表 2 中 V 值计算出每一影响因素各水平的产能方程系数 V 的平均值 K_1 、 K_2 、 K_3 ,然后由最大值减去最小值得到每一影响因素的极差(见表 3)。极差越大,对油井产能影响越大,由此可以得出 CO_2 驱油井产能影响因素的主次顺序关系,即:相渗曲线 $>$ CO_2 物质的量分数 $>$ 原油组成 $>$ 渗透率 $>$ 泄油半径 $>$ 表皮因子 $>$ 地层压力。



| 表 3 正交试验敏感性分析处理结果 | | | | | | | | |
|---|-------|---------|---------|---------|---------|---------|------------------------|---------|
| Table 3 Orthogonal experiments sensitivity analysis results | | | | | | | | |
| 指标 | | 地层压力 | 泄油半径 | 渗透率 | 相渗曲线 | 原油组成 | CO ₂ 物质的量分数 | 表皮因子 |
| 水平 | K_1 | 0.556 8 | 0.615 6 | 0.508 3 | 0.614 5 | 0.641 5 | 0.483 6 | 0.605 6 |
| | K_2 | 0.584 8 | 0.557 1 | 0.607 6 | 0.703 8 | 0.521 1 | 0.576 2 | 0.580 2 |
| | K_3 | 0.599 3 | 0.568 3 | 0.625 0 | 0.422 6 | 0.578 4 | 0.681 1 | 0.555 1 |
| R 极差 | | 0.042 5 | 0.058 5 | 0.116 7 | 0.281 2 | 0.120 4 | 0.197 5 | 0.050 5 |
| 因素主次 | | 7 | 5 | 4 | 1 | 3 | 2 | 6 |
| F 值 | | 0.06 | 0.13 | 0.49 | 2.81 | 0.54 | 1.57 | 0.09 |

从各影响因素的极差可以判断其主次顺序关系,但不能判断其影响的显著程度,因此,引入数理统计上的 F 检验法判断各因素对油井产能影响的显著程度和可信程度。由表 2 中的油井产能方程系数 V 值计算出各影响因素的 F 值(具体计算方法参

见文献[7])列于表 3 中。对于给定的置信度 α (一般可取 75%、90%、95%、99%)、各因素的水平数和试验总数(这里分别为 3 和 18),由文献[11]可查得相应的 $F_{1-\alpha}$ 值分布,此值称为 F 的临界值。根据计算出的 F 值与临界 F 值的大小关系即可判定各影

响因素对 CO_2 驱油井产能的影响是否显著,大于临界值的就显著,小于临界值的不显著。同时根据其临界值对应的置信度可以得到该影响程度的可信程度。由相关资料查得各因素水平数为 3、试验总数为 18 时不同置信度的临界 F 值如下:

$$F_{0.25}(3,18) = 1.49; F_{0.10}(3,18) = 2.42;$$

$$F_{0.05}(3,18) = 3.16; F_{0.01}(3,18) = 5.09。$$

从表 3 中的 F 值可以看出:相渗曲线的 F 值等于 2.81,大于 $F_{0.10}(3,18)$,表明有 90% 以上的可信程度说明相渗曲线对 CO_2 驱油井产能的影响高度显著; CO_2 物质的量分数的 F 值等于 1.57,大于 $F_{0.25}(3,18)$,表明有 75% 以上的可信程度说明 CO_2 物质的量分数对 CO_2 驱油井产能的影响显著,但没有相渗曲线的影响大;原油组成的 F 值等于 0.54,小于 $F_{0.25}(3,18)$,表明其对 CO_2 驱油井产能的影响不显著;渗透率的 F 值等于 0.49,小于 $F_{0.25}(3,18)$,表明其对 CO_2 驱油井产能的影响也不显著;泄油半径、表皮因子、地层压力等的 F 值都远小于 $F_{0.25}(3,18)$,表明其对 CO_2 驱油井产能的影响都很不显著,基本可以忽略。

3 CO_2 驱油井产能与显著影响因素间的关系

从上面的计算与分析可知,对 CO_2 驱油井产能影响显著的是相渗曲线和 CO_2 物质的量分数,其他因素影响都不显著。另外,考虑到对一个具体油田来说,相渗曲线是一定的,而只有 CO_2 物质的量分数可以在开发中人为控制,因此分析 CO_2 物质的量分数与油井产能之间的关系更具有现实意义。下面首先分析 CO_2 物质的量分数与平均油井产能方程系数(表 3 中的 K_1 、 K_2 、 K_3)之间的变化关系,绘制其关系曲线(见图 3)。

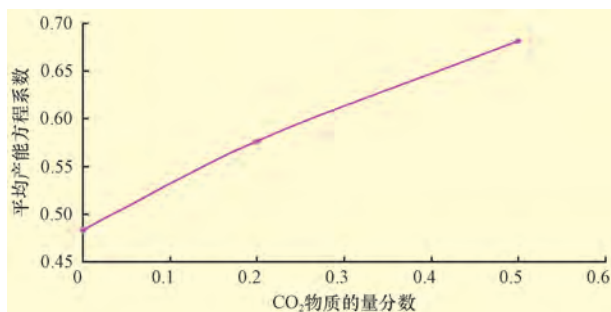


图3 平均产能方程系数 V 与 CO_2 物质的量分数之间的关系
Fig.3 Average coefficient of productivity versus CO_2 content

从图 3 可以看出,平均产能方程系数与 CO_2 物

质的量分数成正渐变的关系,说明随 CO_2 物质的量分数的增大,油井产能方程的非线性增强,这主要是由于 CO_2 物质的量分数增大时,原油泡点压力升高,加之 CO_2 在原油中的溶解有一定的限度,导致近井地带气相渗流能力增强。

假定原始地层压力为 22 MPa,油藏温度为 98.9 $^{\circ}\text{C}$,油层厚度为 8 m,地层渗透率为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为 0.12,泄油半径为 400 m,表皮因子为 0,采用 A 区块原油,3 号相渗曲线,应用图 2 所示的油藏网格模型,对 CO_2 物质的量分数分别为 0、0.2、0.5 时重新进行数值模拟计算,绘制出不同采出程度(这里采用不同地层压力)下的油井产能变化曲线,如图 4~6 所示。

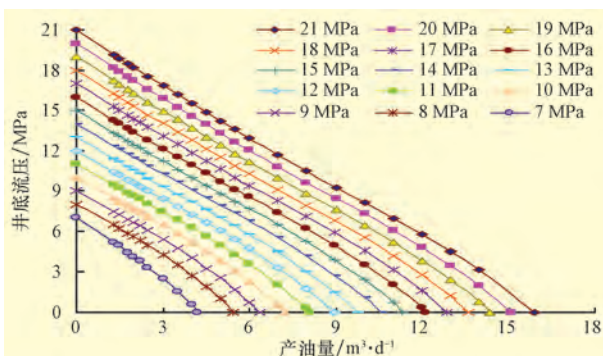


图4 CO_2 物质的量分数为0时不同采出程度下的产能变化
Fig.4 Productivity changes at different recovery degree with zero CO_2 mole content

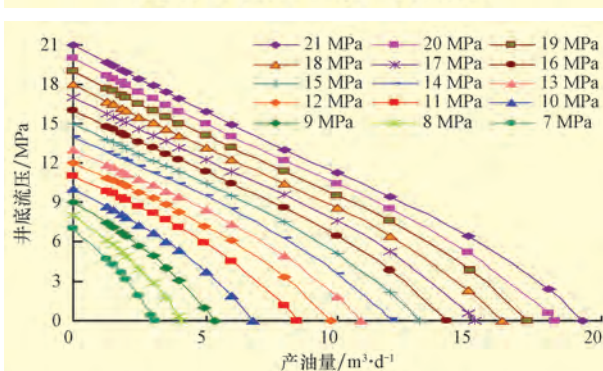


图5 CO_2 物质的量分数为0.2时不同采出程度下的产能变化
Fig.5 Productivity changes at different recovery degree with 0.2 CO_2 mole content

从图 4~6 可以看出,在油田开采初期,随 CO_2 物质的量分数的增大,油井的产能增大,但到了油田开采后期,也就是地层压力衰竭得比较严重或者说完全靠溶解气驱时, CO_2 物质的量分数的增加反而对油井的产能不利,分析认为此时主要是 CO_2 气体渗流,其膨胀降黏作用没有得到有效发挥,而是直接气窜到油井井底。另外,对比图 4~6 还可以明显地看出,随 CO_2 物质的量分数的增大,油井流入动态

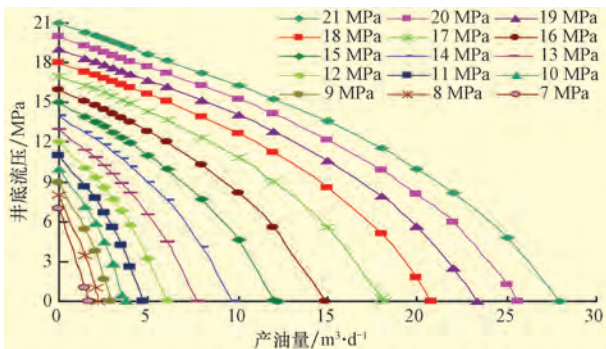


图6 CO₂物质的量分数为0.5时不同采出程度下的产能变化
Fig.6 Productivity changes at different recovery degree with 0.5 CO₂ mole content

关系曲线非线性增强。

4 CO₂ 驱油井产能方程的建立

在每组试验结果无因次归一化处理的基础上,将 18 组试验的无因次归一化结果绘制到一起,得到不同影响因素、不同采出程度下的归一化曲线(见图 7)。

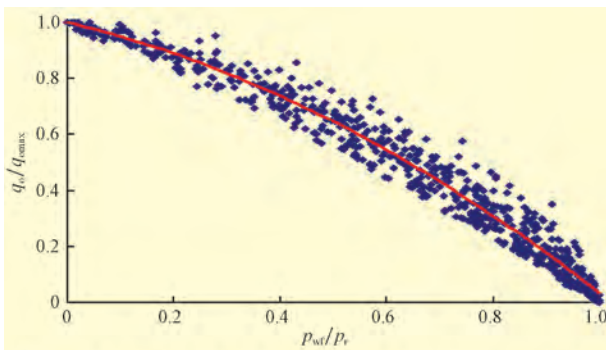


图7 不同影响因素、不同采出程度下的综合归一化曲线
Fig.7 Normalized curves under various factors and different recovery degree

在得到综合归一化曲线的基础上,回归建立一定油藏类型的 CO₂ 驱油井产能方程如下:

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0.465 \frac{p_{wf}}{p_r} - 0.535 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

$$R^2 = 0.9746 \quad (2)$$

上述处理的结果都是针对油气两相渗流的,若油藏中既存在油气两相渗流,又存在单相液体渗流,即当 $p_{wf} < p_b < p_r$ 时,产量由 2 部分组成,即组合型产能方程如下所示^[12]:

$$q_o = q_b + (q_{\max} - q_b) \left[1 - 0.465 \frac{p_{wf}}{p_b} - 0.535 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (3)$$

式中: q_b 为流压等于饱和压力时的产量, m^3/d ; p_b

为油藏饱和压力, MPa。

式(3)中的第一部分 q_b 是单相液体渗流部分对应的产量,第二部分则是由式(2)变换得出的油气两相渗流部分对应的产量。

从图 7 可以看出,尽管各因素对油井产能存在不同程度的影响,但数据点基本落在相对较窄的区域里;同时,从式(2)的相关系数来看,回归精度比较高,说明该方程在一定程度上可以反映 CO₂ 驱油井产能的变化规律,并且只需一次试井资料即可进行计算,从工程应用角度来讲,更方便现场应用。

5 结 论

1) 基于油藏数值模拟和正交试验设计与分析,得出了一定油藏条件下的 CO₂ 驱油井产能影响因素的主次顺序关系,即:相渗曲线 > CO₂ 物质的量分数 > 原油组成 > 渗透率 > 泄油半径 > 表皮因子 > 地层压力。

2) 对 CO₂ 驱油井产能影响显著的因素是相渗曲线和 CO₂ 物质的量分数;且随 CO₂ 物质的量分数的增大,油井产能方程的非线性增强。

3) 油田开采初期,油井产能随 CO₂ 物质的量分数的增大而增大,但到了衰竭开采后期,CO₂ 物质的量分数的增大反而造成油井产能的大幅降低。因此,对于能量衰竭比较严重的油藏,实施 CO₂ 驱时一定要控制 CO₂ 物质的量分数。

4) 通过大量不同油藏和流体物性条件下的油藏数值模拟,回归建立了某种意义上的 CO₂ 驱油井产能方程,对同类油藏采油工程方案的编制和油田开发方案的调整具有一定的指导和借鉴意义。

参 考 文 献

- [1] 江怀友,沈平平,陈立滇,等.北美石油工业二氧化碳提高采收率现状研究[J].中国能源,2007,29(7):30-34.
Jiang Huaiyou, Shen Pingping, Chen Lidian, et al. The status of EOR technology using CO₂ in North American oil industry[J]. Energy of China, 2007, 29(7): 30-34.
- [2] 谷丽冰,李治平,欧瑾.利用二氧化碳提高原油采收率研究进展[J].中国矿业,2007,16(10):66-69.
Gu Libing, Li Zhiping, Ou Jin. The existing state of enhanced oil recovery by utilizing carbon dioxide[J]. China Mining Magazine, 2007, 16(10): 66-69.
- [3] 钱伯章,朱建芳.世界封存 CO₂ 驱油的现状与前景[J].能源环境保护,2008,22(1):1-2.
Qian Bozhang, Zhu Jianfang. Present situation together with foreground that CO₂ sequester and drive oil in the world[J].

- Energy Environmental Protection, 2008, 22(1): 1-2.
- [4] 刘忠运, 李莉娜. CO₂ 驱油机理及应用现状[J]. 节能与环保, 2009(10): 36-38.
- Liu Zhongyun, Li Lina. Application research on CO₂ enhanced oil recovery mechanism[J]. Energy Conservation and Environmental Protection, 2009(10): 36-38.
- [5] 中原油田应用二氧化碳驱油技术效果明显[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(4): 18.
- The effect of carbon dioxide displacement technology application in Zhongyuan Oilfield is obvious [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(4): 18.
- [6] 高振环, 刘中春, 杜兴家. 油田注气开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 57-62.
- Gao Zhenhuan, Liu Zhongchun, Du Xingjia. Gas injection producing technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 57-62.
- [7] 李士伦, 张正卿, 冉新权, 等. 注气提高石油采收率技术[M]. 四川成都: 四川科学技术出版社, 2001: 72-77.
- Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan, et al. Enhance oil recovery technology with gas injection[M]. Sichuan Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 2001: 72-77.
- [8] 谈士海, 张文正. 非混相 CO₂ 驱油在油田增产中的应用[J]. 石油钻探技术, 2001, 29(2): 58-60.
- Tan Shihai, Zhang Wenzheng. Application of non-mixed phase CO₂ for oil displacement in field stimulations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2001, 29(2): 58-60.
- [9] 刘应红, 李宗田, 赵碧华. 利用正交试验设计方法优选低渗油藏整体压裂方案[J]. 断块油气田, 2000, 7(3): 46-49.
- Liu Yinghong, Li Zongtian, Zhao Bihua. Optimization of fracturing project for low permeable reservoir with orthogonal and analysis of experiments [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2000, 7(3): 46-49.
- [10] Vogel J V. Inflow performance relationships for solution-gas drive wells[J]. JPT, 1968, 20(1): 83-92.
- [11] 任露泉. 试验优化设计与分析[M]. 2 版. 北京: 高等教育出版社, 2003: 312-315.
- Ren Luquan. Optimization design and analysis of experiments [M]. 2nd ed. Beijing: Higher Education Press, 2003: 312-315.
- [12] 张琪. 采油工程原理与设计[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2000: 15-19.
- Zhang Qi. Production engineering theory and design [M]. Shandong Dongying: Petroleum University Press, 2000: 15-19.

气液分采分输技术延长低能气井生产时间

河南油田下二门油矿低能出水气井存在井筒积液压死气层、地面输气管线及除油器堵塞等问题, 严重影响了气井的生产时间, 为此, 河南油田应用井底气液分采与地面气液分输工艺解决了低能出液气井井筒积液和地面输气管线堵塞的难题。截至目前已使 8 口低能出水气井恢复正常生产, 日增产气量 $3.2 \times 10^4 \text{ m}^3$, 创造经济效益近 800 万元。

井底气液分采工艺即在井底应用高效气液分离装置实现气液分采, 排除井筒积液, 降低液柱对地层的压力, 天然气从套管环空输送至地面; 地面气液分输工艺即在地面应用气液分离器, 分离出的天然气通过输气管线输往集气站, 分离出的凝析油、水加热后输送至计量站。这样就解决了气液混输过程中由于压力降低气体膨胀吸热而导致凝管、井筒积液、管线堵塞等难题。

大庆油田形成分层注水井智能测调技术

近年来, 随着大庆油田分层注井数和分注层数的不断增加, 含水上升, 该油田的层间矛盾日益突出, 测调周期从原来的 180 d 左右缩短为 120 d 左右, 使测调工作量大幅增加, 在测调队伍数量不变的情况下, 原有的注水井钢丝投捞测调工艺越来越不适合油田特高含水期高质量注水的需要。为此, 大庆油田经过技术攻关, 形成了分层注水井高效智能测调技术。

采用该技术可进行井下任意层段的流量、压力和温度等参数的采集及分层流量的实时调整, 所有信息以曲线和数字的形式通过地面控制仪直接显示, 测调仪一次下井可完成全部层段的流量调整及指示曲线的测试, 改变了过去压力、流量井下存储, 地面回放的采集和处理方式; 将原有的投捞更换级差式陶瓷水嘴的测调方式改变为井下智能连续可调方式, 实现了井下免投捞流量调节, 效率提高 3~5 倍。与采用常规测调技术相比, 单井测调时间由 5.0 d 缩短为 2.5 d, 大大减轻了劳动强度。

该油田采用该技术先后在 3 985 口井进行了 5 795 井次测调, 注水井测调效率和测试精度得到了大幅提高。目前, 该技术在 5 个油田进行了推广应用。