

绥中油田各项措施增油效果劈分方法

邓景夫,吴晓慧,王刚,张静,魏舒
(中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300452)

摘要:绥中油田为海上重质稠油油田,地面原油密度为 $0.958\sim 0.982\text{ g/cm}^3$,地层原油粘度为 $50\sim 250\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。为了解注入水突进、改善区块开发效果和提高采收率,2003年在油田进行聚合物驱试验;2010年在注聚合物高含水井区实施整体提液措施,2013年开始进行细分层系试验开发。随着各项增产措施的交叉实施,难以确定每项措施的增油效果。利用类比法对聚合物驱增产效果进行评价,采用相对渗透率曲线和物质平衡原理推导出新型含水率预测模型,通过对比预测含水率曲线与实际含水率曲线,确定曲线的拐点即为各项措施的见效时间,曲线的差值即为各项措施的增油量。通过动态法和数值模拟法分别计算各项措施的累积增油量,实现对聚合物驱、整体提液、细分层系等措施增油效果的劈分。研究表明,截至2015年底,绥中油田聚合物驱、整体提液和细分层系的措施累积增油量分别为 264.3×10^4 、 97.1×10^4 和 $12.6\times 10^4\text{ m}^3$ 。

关键词:聚合物驱试验 整体提液 细分层系 含水率预测模型 动态法 增油效果劈分

中图分类号:TE357.431

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)02-0107-04

Splitting method of incremental oil effect by composite measures in Suizhong oilfield

Deng Jingfu, Wu Xiaohui, Wang Gang, Zhang Jing, Wei Shu
(Tianjin Branch of CNOOC(China)Limited, Tianjin City, 300452, China)

Abstract: Suizhong oilfield is an offshore heavy oil one. The ground density of crude oil is between 0.958 and 0.982 g/cm^3 . The underground viscosity of crude oil is between 50 and $250\text{ mPa}\cdot\text{s}$. In order to decrease water breakthrough, to enhance oil recovery and to improve development effect, polymer flooding pilot test was put into practice in 2003. Enhanced liquid treatment was implemented fully in high water cut block in 2010, and subdivision of layer series was put into practice in 2013. With the implementation of various measures, it is difficult to distinguish incremental oil effect of each measure. Analogy method was used to evaluate polymer flooding effect. The new water cut forecasting model was derived based on relative permeability curve and material balance theory. By comparing the predicted water cut curve with the actual water cut curve, the turning point of the curve is response time, and the difference value of the curve is oil increment of polymer flooding. Incremental oil of various measures was calculated by dynamic method and numerical simulation method, which realizes the splitting of incremental oil from polymer flooding, integral liquid increase, subdivision of series of strata and other stimulation measures. By the end of 2015, the cumulative incremental oil of polymer flooding is $264.3\times 10^4\text{ m}^3$, that of integral liquid increase is $97.1\times 10^4\text{ m}^3$, and that of subdivision of series of strata is $12.6\times 10^4\text{ m}^3$.

Key words: polymer flooding pilot test; integral liquid increase; subdivision of series of strata; water cut forecasting model; dynamic method; incremental oil effect splitting

对于进入产油量递减阶段的油田,往往需要同时实施多项措施来减缓油田产油量的递减速度。

为了更好地对比常规注水开发和聚合物驱以及其他项措施的增油效果,明确各项措施的增油量,需

收稿日期:2016-11-28。

作者简介:邓景夫(1986—),男,内蒙古呼伦贝尔人,工程师,硕士,从事油气田开发方面研究。联系电话:(022)25805414, E-mail: dengjf3@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05057)。

要针对每项措施进行增油量的劈分。目前对该方面研究较少,为此笔者在跟踪评价已注聚合物油田增油效果的同时,进一步开展了针对聚合物驱、整体提液、细分层系等措施增油效果劈分方法的研究。

1 地质概况

绥中油田位于渤海辽东湾海域,构造形态为北东走向的断背斜,发育三角洲相沉积厚储层,物性较好,孔隙度为28%~35%,平均为31%;渗透率为 $100 \times 10^{-3} \sim 10\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $2\,320 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为高孔高渗透储层。1993年油田投入开发,初期采用反九点、350 m井距的井网,主要生产层系为东营组二下段 I 上油组、I 下油组和 II 油组,后期改为行列井网。2003年首次在绥中油田实施聚合物驱试验,开创了我国海上油田聚合物驱先河;2010年油田高含水率井区开始实施整体提液措施,取得了显著效果;后期为了进一步改善油田开发效果,2013年开始进行细分层系开发试验。

表1 绥中油田 A 井组与 B 井组物性、流体性质对比

Table1 Contrast of physical property and fluid property between A and B well groups in Suizhong oilfield

井组	油藏埋深/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率级差	渗透率变异系数	孔隙度,%	单层平均厚度/m	地面原油密度/ $(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	地层原油粘度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	地层温度/ $^{\circ}\text{C}$	溶解气油比/ $(\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3})$
A	1 340 ~ 1 570	3 692	15	0.75	32.5	6.9	0.962	45.7	65	32
B	1 300 ~ 1 590	3 150	15	0.75	32.6	7.5	0.958	45.7	65	38

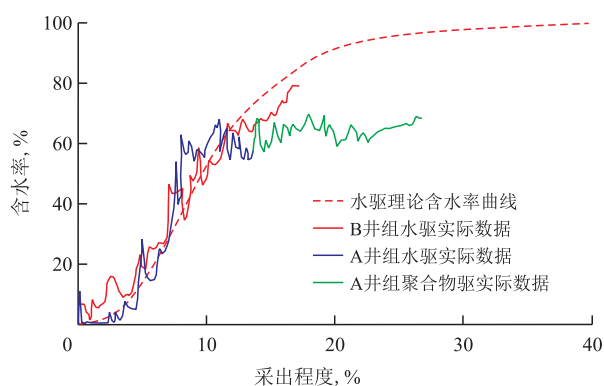


图1 绥中油田 A 井组和 B 井组实际与理论含水率—采出程度关系对比

Fig.1 Actual and theoretical water cut and recovery curve of A and B well groups in Suizhong oilfield

3 增油效果劈分

3.1 动态法

3.1.1 新型含水率预测模型的建立

鉴于早期聚合物驱含水率曲线变化受聚合物

2 聚合物驱效果评价

在绥中油田实施的聚合物驱属于早期聚合物驱开发,未出现明显的降水增油见效特征,只能采用类比法来评价该油田的聚合物驱效果。分别选取绥中油田 A 和 B 井组, A 井组所在区域与 B 井组的物性、流体性质基本接近(表1); A 井组在 1993—2003 年实施水驱开发, 2003 年后实施聚合物驱试验, B 井组在 1993—2008 年实施水驱开发。利用类比法,对 A 井组水驱和聚合物驱阶段与 B 井组水驱阶段的含水率与采出程度进行对比,结果表明, A 井组聚合物驱阶段含水率比 B 井组低约 10%, 2 个井组水驱阶段含水率上升规律基本一致,且与理论曲线较吻合,但 A 井组聚合物驱后含水率曲线发生明显偏折(图 1),表明聚合物驱后含水率上升速度得到显著抑制^[1-5]。通过类比法,证明了早期聚合物驱虽然没有出现明显的降水增油效果,但有效抑制了含水率上升速度。

驱时机的影响,存在漏斗型和无漏斗型 2 种情况,因此是否出现含水率下降漏斗不能作为判断聚合物驱见效及确定见效时间的唯一标准。针对这种现象,采用相对渗透率曲线和物质平衡原理推导出新型含水率预测模型^[6-10]。

油井产油量计算式为

$$Q_o = \frac{2\pi K K_{ro} S_w h}{B_o \mu_o} \times \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w} + S} \quad (1)$$

物质平衡方程为

$$Q_o = \frac{V_p}{B_o} \times \frac{d\bar{S}_w}{dt} \quad (2)$$

其中

$$\bar{S}_w = S_w + \frac{1 - f_{w\text{出}}}{f'_{w\text{出}}} \quad (3)$$

分流量方程为

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \times \frac{1}{a} e^{-bs_w}} \quad (4)$$

联立式(1)一式(4)整理可得

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \times \frac{e^{-b(1-S_{wc})}}{aB_o} e^{b(1-S_{wc}-S_{or})} \left[1 + \frac{n-1}{m(1-S_{wc}-S_{or})} \times \frac{aB_o}{V_p} \right]^{\frac{1}{1-n}}} \quad (5)$$

令

$$A = \frac{\mu_w}{\mu_o} \times \frac{e^{-b(1-S_{wc})}}{aB_o} \quad (6)$$

$$B = \frac{n-1}{m(1-S_{wc}-S_{or})} \times \frac{aB_o}{V_p} \quad (7)$$

$$C = \frac{1}{1-n} \quad (8)$$

$$D = b(1-S_{wc}-S_{or}) \quad (9)$$

则式(5)可简化为

$$f_w = \frac{1}{1 + Ae^{D(1+Bt)^C}} \quad (10)$$

其中,参数A,B,C和D可以通过现场含水率数据拟合得到。

3.1.2 见效时间的确定

2003年对绥中油田进行聚合物驱试验,2010年实施整体提液措施,2013年进行细分层系开发,为了劈分出各项措施的增油效果,对各项措施实施前的生产数据进行含水率预测模型拟合,得到含水率随时间变化的曲线(图2),其中束缚水饱和度为0.282,残余油饱和度为0.269。图2中实际含水率曲线与不同措施实施前的预测含水率曲线的交点即为聚合物驱、整体提液、细分层系的见效时间。

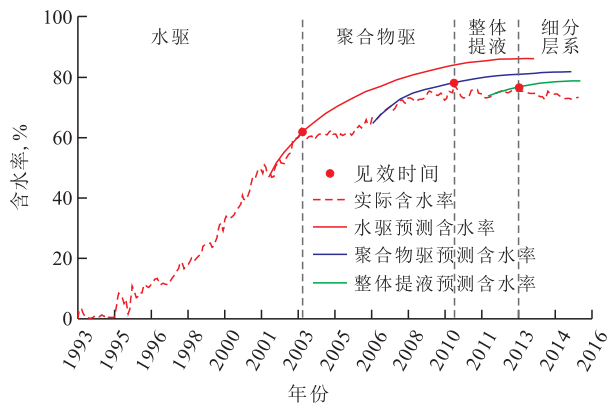


图2 实际含水率与不同措施预测含水率的对比

Fig.2 Actual water cut curve and forecast water cut curve of composite measures

3.1.3 措施增油量的计算

确定各项措施的见效时间后,引入任意时刻的产液量参数,通过产液量与预测含水率的关系反算出各项措施实施前的产油量,则实际产油量与计算产油量之差即为各项措施的增油量,其计算公式为

$$\Delta n_{pt} = q_{pt} - l_{pt}(1 - f_w) \quad (11)$$

$$\Delta N_{pt} = \Delta N_{pt-1} + \Delta n_{pt} \quad (12)$$

统计绥中油田历年实施各项措施的井数,利用动态法劈分出每年的增油量(图3)。结果表明:截至2015年底,实施聚合物驱的井数为24口,累积增油量为 $264.3 \times 10^4 \text{ m}^3$;实施整体提液措施25井次,累积增油量为 $97.1 \times 10^4 \text{ m}^3$;实施细分层系开发17井次,累积增油量为 $12.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

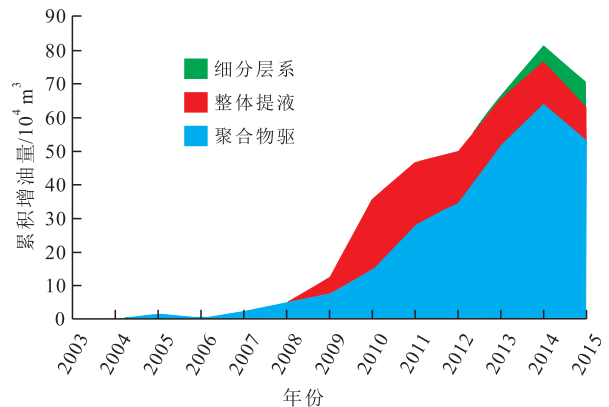


图3 绥中油田动态法劈分各项累积增油量

Fig.3 Splitting incremental oil of composite measures by dynamic method in Suihong oilfield

3.2 数值模拟法

利用数值模拟法设计水驱、聚合物驱、聚合物驱和整体提液共同措施、聚合物驱和整体提液以及细分层系共同措施等4个开发方案。利用聚合物驱方案累积产油减去水驱方案累积产油即为聚合物驱增油量;聚合物驱和整体提液共同措施的开发方案的累积产油减去聚合物驱方案累积产油即为整体提液增油量;聚合物驱和整体提液以及细分层系共同措施的开发方案的累积产油减去聚合物驱和整体提液共同措施的开发方案的累积产油即为细分层系增油量。截至2015年底,利用数值模拟法劈分各项措施增油量所得结果(图4):实施聚合物

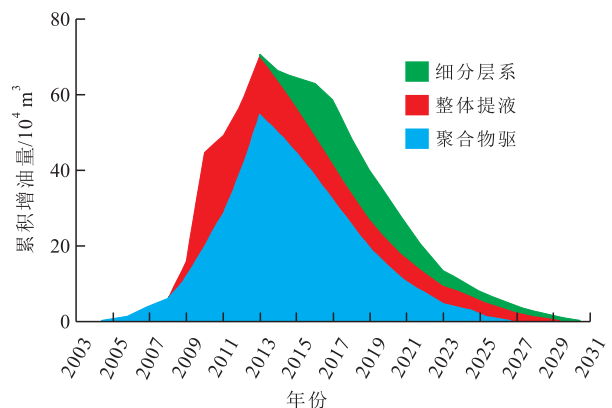


图4 绥中油田数值模拟法劈分各项措施的累积增油量

Fig.4 Splitting incremental oil of composite measures by numerical simulation method in Suihong oilfield

驱、整体提液和细分层系的井数分别为24, 25和17口, 累积增油量分别为 266.3×10^4 , 105.8×10^4 和 11.7×10^4 m^3 , 与动态法劈分结果基本一致。预测至2035年底, 实施聚合物驱、整体提液和细分层系累积增油量可分别达到 429.9×10^4 , 176.5×10^4 和 115.6×10^4 m^3 。

4 结论

通过类比法对绥中油田聚合物驱效果进行评价, 结果表明, 早期聚合物驱虽然没有明显的降水增油效果, 但能够有效抑制含水率的上升速度; 利用动态法, 采用相对渗透率曲线和物质平衡原理建立了新型含水率预测模型, 通过该预测模型能够得到各项措施实际含水率曲线与预测含水率曲线的交点即为各项措施的见效时间, 曲线的差值即为各项措施的增油量, 从而简便地实现了多项措施增油效果的劈分, 同时通过数值模拟法对动态法计算的各项措施增油效果的劈分结果进行了验证, 二者结果基本一致。该动态法能够为油田后期各类措施的实施提供指导。

符号解释:

Q_o —— 产油量, m^3/d ; K —— 储层渗透率, $10^3 \mu m^2$; K_w —— 油相相对渗透率; S_w —— 出口端含水饱和度; h —— 储层有效厚度, m ; B_o —— 油相体积系数; μ_o —— 地层原油粘度, $mPa \cdot s$; Δp —— 生产压差, MPa ; r_e —— 泄油半径, m ; r_w —— 井筒半径, m ; S —— 表皮系数; V_p —— 井控范围孔隙体积, m^3 ; \bar{S}_w —— 平均含水饱和度; t —— 生产时间, s ; $f_{w_{oil}}$ —— 出口端含水率; $f'_{w_{oil}}$ —— 出口端含水上升率; f_w —— 拟合预测含水率; μ_w —— 水相粘度, $mPa \cdot s$; a, b —— 拟合参数, 与孔喉分布以及润湿性有关; S_{or} —— 残余油饱和度; S_{wc} —— 束缚水饱和度; m —— 水相的相对渗透率曲线指数; n —— 油相的相对渗透率曲线指数; Δn_{pt} —— t 时刻的复合措施增油量, m^3 ; q_{pt} —— t 时刻的单井实际产油量, m^3/d ; l_{pt} —— t 时刻的单井产液量, m^3/d ; ΔN_{pt} —— t 时刻的复合措施累积增油量, m^3 ; ΔN_{pt-1} —— $t-1$ 时刻的复合措施累积增油量, m^3 。

参考文献:

- [1] 于龙, 李亚军, 宫厚健, 等. 非均质油层聚合物驱后粘弹性支化预交联凝胶颗粒驱提高采收率技术[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 113-118.
Yu Long, Li Yajun, Gong Houjian, et al. EOR of branched-preformed particle gel (B-PPG) flooding after polymer flooding in

heterogeneous reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 113-118.

- [2] 徐洪玲. 油藏非均质性对聚合物驱开发效果的影响[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(5): 99-102.
Xu Hongling. Impact of plane heterogeneity of oil reservoir on development effect of polymer flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 99-102.
- [3] 谢晓庆, 冯国智, 刘立伟, 等. 海上油田聚合物驱后提高采收率技术[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 93-97.
Xie Xiaqing, Feng Guozhi, Liu Liwei, et al. Study on enhanced oil recovery technology after polymer flooding in offshore oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 93-97.
- [4] 姜维东, 卢祥国, 刘进祥, 等. 疏水缔合聚合物溶液与稠油油藏相互作用实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(3): 108-113.
Jiang Weidong, Lu Xiangguo, Liu Jinxiang, et al. Interacting experiment between the hydrophobic associating polymer solution and heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(3): 108-113.
- [5] 金蓉蓉. 新型含水率与采出程度关系理论曲线的推导[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(3): 72-75.
Jin Rongrong. Derivation of the new theoretical relationship curve between watercut and recovery factor [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(3): 72-75.
- [6] 章威, 喻高明, 胡海霞, 等. 含水率曲线对聚合物驱特征参数的敏感性分析[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(1): 125-128.
Zhang Wei, Yu Gaoming, Hu Haixia, et al. Sensitivity analysis of polymer flooding characteristic parameters on water cut curve [J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(1): 125-128.
- [7] 邓景夫, 李云鹏, 吴晓慧, 等. 海上稠油油田早期聚合物驱见效规律[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 128-130.
Deng Jingfu, Li Yunpeng, Wu Xiaohui, et al. Early polymer flooding response performances in offshore heavy oil oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 128-130.
- [8] 杨仁锋, 杨莉. 水驱油田新型含水率预测模型研究[J]. 水动力学研究与进展, 2012, 27(6): 713-719.
Yang Renfeng, Yang Li. Study on new forecasting model of water cut in water-flood reservoirs [J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2012, 27(6): 713-719.
- [9] 姜瑞忠, 乔欣, 滕文超, 等. 基于面通量的储层时变数值模拟研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(2): 69-72.
Jiang Ruizhong, Qiao Xin, Teng Wenchao, et al. Numerical simulation of reservoir time-variation based on surface flux [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 69-72.
- [10] 郭太现, 苏彦春. 渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J]. 中国海上油气, 2013, 25(4): 26-30.
Guo Taixian, Su Yanchun. Current status and technical development direction in heavy oil reservoir development in Bohai oil-fields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 26-30.