

文章编号:0253-9985(2010)02-0260-05

有效改善高凝油油藏注水开发效果

——以辽河盆地大民屯凹陷沈95块为例

周 炜¹,唐仲华¹,温 静²,龚姚进²

(1. 中国地质大学 资源学院,湖北 武汉 430074; 2. 中国石油天然气股份有限公司 辽河油田分公司,辽宁 盘锦 124010)

摘要:在不同温度下,高凝油具有不同的流动特点,给油田注水开发带来一系列困难,因此,通过实验室研究成果,并结合地质建模和油藏数值模拟一体化技术研究,分析在不同地表注水温度下油藏的温度场分布,确定温度60℃是一个重要的临界温度,高于此温度,原油呈牛顿流体状态,蜡晶不会析出,粘度降低。研究结果表明,以地表注水温度80℃为最优注水开发方式,并进一步对井间温度场分布和预测进行分析研究,这亦为改善高凝油油藏开发效果、提高采收率的优化方案设计提供指导依据。

关键词:凝固点;数值模拟;温度场;高凝油;辽河油田

中图分类号:TE349

文献标识码:A

A study on effectively improving waterflood development of oil reservoirs with high freezing point

——an example from Shen25 block in the Damintun Sag, the Liaohe Basin

Zhou Wei¹, Tang Zhonghua¹, Wen Jing², and Gong Yaojin²

(1. Faculty of Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China;

2. PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning 124010, China)

Abstract: Oil with high freezing point is different in flowing properties at different temperatures, resulting in a series of difficulties in waterflood development of oilfields. To solve the problem, with experimental results and an integration of geological modeling and reservoir numerical simulation, we analyze the temperature field distribution in the reservoir at different surface temperatures of injected water. It is found that 60℃ is an important critical temperature. Over 60℃, the crude oil is a Newtonian fluid, with no wax crystallization and lower viscosity. The study results also show that the surface temperature of injected water at 80℃ is the best in waterflood development effects. Furthermore, the temperature field distribution among wells and its prediction were also analyzed, which provided guidance for the plan optimization of high freezing-point reservoirs in improving development and enhancing oil recovery.

Key words: freezing point, numerical simulation, temperature field, oil with high freezing point, Liaohe oilfield

我国的吉林、辽河、大庆和大港等油田都有相当储量的高凝油油藏。由于高凝油油藏有其特殊的性质,凝固点高、析蜡温度高等特点,注冷水开发效果非常差^[1,2]。通过辽河油田沈95断块高凝油油藏为例,目前此油藏采用注冷水开发,采出程度低(仅为6.16%),开发效果很差,因此有必要寻求一种能够更好的开发此类油藏的解决办法。

近几年,一些学者为改善此类油藏开发效果进行了室内实验研究^[3,4],还有些学者对应用侧钻水平井技术进行了研究^[5,6],另一些学者对开发过程中储层伤害及选区评价方法进行研究^[10,11]。但对沈95区块缺乏进行在不同注水温度下井间温度场分布预测研究,而井间温度场分布研究对油田下步采取调整措施起至关重要作用,而对于这

收稿日期:2009-11-05。

第一作者简介:周炜(1978—),男,博士研究生,油气田开发工程。

基金项目:中国大型油气田及煤层气开发重大科技专项专题(2008ZX05034-02)。

问题,目前只能应用数值模拟方法解决。

1 地质概况

沈95块位于辽河盆地大民屯凹陷东北部,地理位置属辽宁省新民市境内,研究区盆地构造演化具有幕式沉降特点,目的层古近系沙和街组三段沉积时期(E_s^3)为盆地初始沉降幕的构造相对稳定期。在平面上,为一完整的断裂背斜构造,断块为北东走向。在单斜构造背景上夹层水不发育,高部位无底水,且埋藏深度大,储层非均质性强,油层平面分布广,厚度变化大。

2 高凝油特性分析

沈95块 E_s^3 段油层为高凝油,原油高含蜡量、高凝固点、高初馏点、原油密度为 $0.843\ 5\sim 0.899\ 1\text{ g/cm}^3$,原油粘度为 $3.83\sim 9.67\text{ mPa}\cdot\text{s}$,凝固点为 $42\sim 64^\circ\text{C}$,含蜡量为 37.5% ,胶质+沥青 $12\%\sim 20\%$,初馏点 $127\sim 132^\circ\text{C}$,油层原始温度 70°C ,原油析蜡温度 $58.5\sim 63.0^\circ\text{C}$ 。在平面上原油性质变化不大,但随埋藏深度的增加,原油性质有变好的趋势。

2.1 原油粘温特性

高凝油的粘温曲线对温度非常敏感。据脱气原油粘温曲线测定,析蜡温度前后原油粘度变化规律不同:析蜡温度以上,原油粘度变化不大;原油粘度以下,析蜡温度随温度下降而上升较快(图1)。

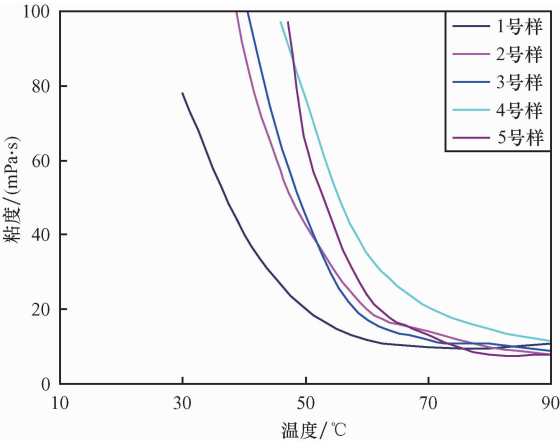


图1 沈95区块原油粘温曲线

Fig.1 Interrelation between viscosity and temperature of crude oil in the Shen25 block

2.2 原油流变特性

温度对蜡是非常敏感的,当温度高于蜡的熔点是液态,低于熔点是固态。原油在析蜡温度以上(从高温变低温),蜡全部溶解在原油中为液态;在析蜡温度到凝固点温度之间,原油中的蜡一部分为固态,另一部分为可流动的液态;低于凝固点温度,虽然有一部分蜡为液态,由于析出的蜡结晶成网格而不能流动。所以高凝油的流变性是随温度的变化而变化。

2.3 原油析蜡温度

析蜡温度是高含蜡原油从高温逐渐降低温度时,第一个蜡晶析出时的温度,此时原油中的蜡成饱和状态,低于此温度蜡大量析出为过饱和,高于此温度蜡全部溶解在原油中为未饱和。原油开始有蜡晶(固态)的存在,如前所述,高凝油的流变性将从牛顿流体开始变为非牛顿流体。因此,高含蜡原油的析蜡温度在渗流中是一个非常重要的物理参数。依据实验测得本区块原油析蜡温度为 $58.5\sim 63.0^\circ\text{C}$ 。

3 油藏精细数值模拟

应用数值模拟方法研究时,首先应该建立准确可靠的储层地质模型^[7,8],本次研究将确定性模型和统计性模型混和使用,从而充分发挥各类数学模型在空间估值方面的优势,达到合理插值计算之目的,地质模型显示采用三维多参数,从而更好地展现了各地质参数的变化规律和内在联系(图2)。

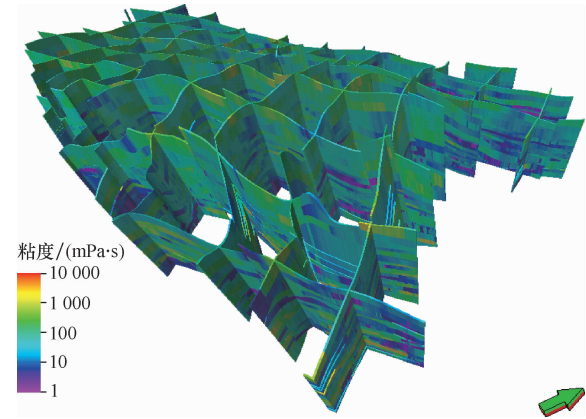


图2 沈95区块渗透率三维栅格模型

Fig.2 3D grid model of permeability in the Shen25 block

3.1 网格模型

在储层地质建模的基础上,根据油藏的实际情况,结合模拟精度要求与计算机能力,分区块对储层精细模型进行网格优化,以沈95区块中间一条主要大断层为界,将沈95区块划分为南北两块。北块采用了 $110 \times 33 \times 17$ 的三维网格地质模型,网格步长为11 m。南块采用了 $99 \times 62 \times 17$ 的三维网格地质模型,网格步长为11 m。

3.2 参数设置

油藏基本参数、流体及岩石数据均来自沈95区块,在此需要重点提出的是油水相渗曲线上的确定。考虑到沈95区块油藏特殊性,而且温度是影响高凝油水相对渗透率的重要因素。当地层温度高于析蜡点时,高凝油是牛顿流体,其油水相对渗透率用常规方法确定即可,但是如果地层温度降低到原油的析蜡点以下,特别是在原油凝固点较高的情况下(本区块油藏凝固点 $42 \sim 64^\circ\text{C}$),此时高凝油会转变为非牛顿流体,因而在岩石多孔介质中的渗流规律变得复杂化,在不同温度相渗曲线特征会有所不同^[9],依据在实验室研究的基础上,分别做出不同温度下相渗曲线(图3),并应用到数值模拟模型中。

4 温度场分布研究

4.1 注入水温度的确定

了解了高含蜡原油在地层中的特性,并依据实验室对不同温度下高凝油驱油效率的变化规律

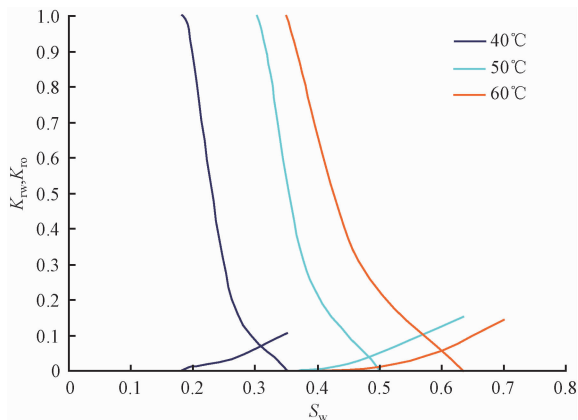


图3 不同温度下相渗曲线

Fig. 3 Relative permeability curves at different temperatures

研究和通过对取样样品实验结果分析,得出开采沈95区块油藏时,保持油藏温度高于 60°C 有利于油藏流体的流动这一重要结论。

在确定油藏温度保持高于 60°C 为最佳温度同时,地表注水温度为多少才为最佳?固然注入水温度越高,油藏温度亦越高,但是必须要考虑到开发成本等方面限制,因此确定地表注水温度是有必要的。在根据油藏温度推导出地表注水温度时,应当充分考虑到地热梯度、热损失。据Ramsey^[12]提出的观点(井筒内温度随着时间和深度变化而变化),计算公式(1),Prats^[13]热阻推导公式(2),Carslaw and Jaeger^[14]时间函数的计算公式(3),并通过迪图斯-贝尔特(Dittus-Boelter)公式计算换热系数公式(4)。

$$T(z, t) = T_f(z) - \Gamma w_i c R_h + (T_{inj} - T_0 + \Gamma w_i c R_h) e^{(-z/w_i c R_h)} \quad (1)$$

$$T_f(z) = T_0 + \Gamma z \quad (2)$$

$$R_h = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1}{h_f r_{ti}} + \frac{\ln(r_{to}/r_{ti})}{\lambda_{tub}} + \frac{\ln(r_{ci}/r_{to})}{\lambda_{an}} + \frac{\ln(r_{co}/r_{ci})}{\lambda_{cas}} + \frac{\ln(r_w/r_{co})}{\lambda_{cem}} + \frac{f(t_D)}{\lambda_f} \right] \quad (3)$$

$$f(t_D) \approx 0.5 \ln t_D + 0.403 \quad (4)$$

$$Nnu_{mb} = \frac{hd_i}{k_{mb}} = 0.023 (Nre_{mb})^{0.8} (Npr_{mb})^n \quad (5)$$

$$[n = 0.3, 0.4]$$

$$0.7 \leq Npr_{mb} \leq 100$$

$$10,000 \leq Nre_{mb} \leq 120,000$$

$$L/d_i \geq 60 (\text{光滑管道})$$

式中: Nnu 为努赛尔数; Npr 为普朗特数; Nre 为雷诺数; r_{ci} 为套管内径,mm; r_{co} 为套管外径,mm; r_{ti} 为油管内径,mm; r_{to} 为油管外径,mm; r_w 为井筒半径,mm; t 为时间函数; T_0 为地表温度, $^\circ\text{C}$; T_{inj} 为注入温度, $^\circ\text{C}$; w_i 为日注水量, m^3/d ; z 为深度,m; Γ 为地热梯度, $^\circ\text{C}/\text{km}$; λ_{an} 为环空热传导率, $\text{w}/(\text{m} \cdot \text{k})$; λ_{cas} 为套管热传导率, $\text{w}/(\text{m} \cdot \text{k})$; λ_{cem} 为泥浆热传导率, $\text{w}/(\text{m} \cdot \text{k})$; λ_f 为地层热传导率, $\text{w}/(\text{m} \cdot \text{k})$; λ_{tub} 为油管热传导率, $\text{w}/(\text{m} \cdot \text{k})$ 。

依据本区块研究资料,地表温度大约为 15°C 左右,地热梯度值来自经对几口取样井的校正计算得出 $18.2^\circ\text{C}/\text{km}$ 。地层热传导系数和热扩散系数取平均值 $2.42 \text{ w}/(\text{m} \cdot \text{k})$ 和 $1.032 \mu\text{m}^2/\text{s}$,套管热导率为 $44 \text{ w}/(\text{m} \cdot \text{k})$ 。做出在不同地表注水温度条件下,深度与温度的交汇图版(图4)。从图

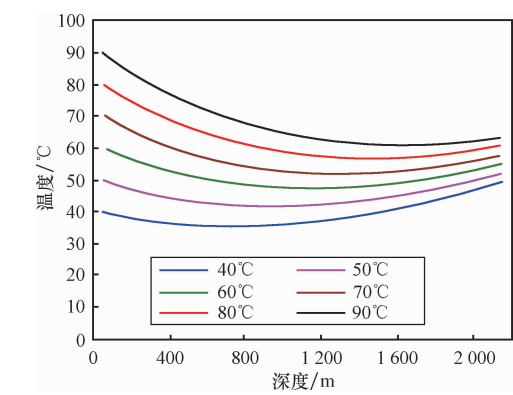


图4 不同地表注水温度条件下深度与温度交汇图版
Fig. 4 Cross plot of depth and temperature at different water-injection temperatures

版中可以看出,当地表注入温度控制在 80℃ 时,即能满足油藏温度保持在 60℃ 以上。

4.2 利用数值模拟技术分析和预测温度场分布

在确定地表注水温度后,可以进一步通过数值模拟技术得出在不同注水温度条件下,油藏小层温度场的分布并进行预测。模拟结果不仅可以直观反映井间温度场分布,并且为油田下步进行开发调整措施提供指导。

本文通过选择地表注水温度在 65℃ 和 80℃ 时,得出不同的温度场分布图和预测图,主要目的是分析井间温度场分布是否符合油田实际情况,同时亦是对上述研究结论的验证。根据本区块注水井与生产井生产资料,沈 95 区块自 1985 年投入试采,截止到 2009 年 4 月,目前油井开口井数 80 口,注水井开口井数 28 口。在此选择注水量

峰值时期进行分析,是因为此刻最能清晰反映在不同注水温度下油藏温度场的分布,北块在 1993 年 3 月达到注水量峰值,南块在 2002 年 1 月达到注水量峰值,通过模型分别做出在此刻不同注入水温度下 (65℃ ,80℃) 油藏温度场的分布 (图 5,图 6),图 7 反映的是预测到 2018 年,此刻北块 II 5 小层温度场的分布。

研究结果表明:当地表注水温度 65℃ 时,大部分注水井周围温度将会低于 60℃ ,而地表注水温度 80℃ 时,能够使油层保持高于 60℃ 温度环境下开采,从 2018 年预测结果来看,此刻油层温度仍可以保持在 60℃ 以上。在此温度下原油呈牛顿流体状态,蜡晶不会析出,粘度降低,有利于提高高凝油油藏开发效果、从而提高采收率。

5 结论

- 1) 沈 95 区块原油高含蜡、高凝固点的特性,使之区别与一般的稀油油藏,导致注水开发也具有不同的特点。
- 2) 通过对试验室数据和数值模拟结果的分析,油藏地层温度对原油流变性质起最主要影响作用,从而影响了开采效果,为了有效控制开采过程中油藏温度的变化,应当使油层温度保持在原油的凝固点温度以上进行开采。
- 3) 利用数值模拟技术,分析井间温度场的分布并进行预测,可为油田下步进行调整措施起着重要指导意义。

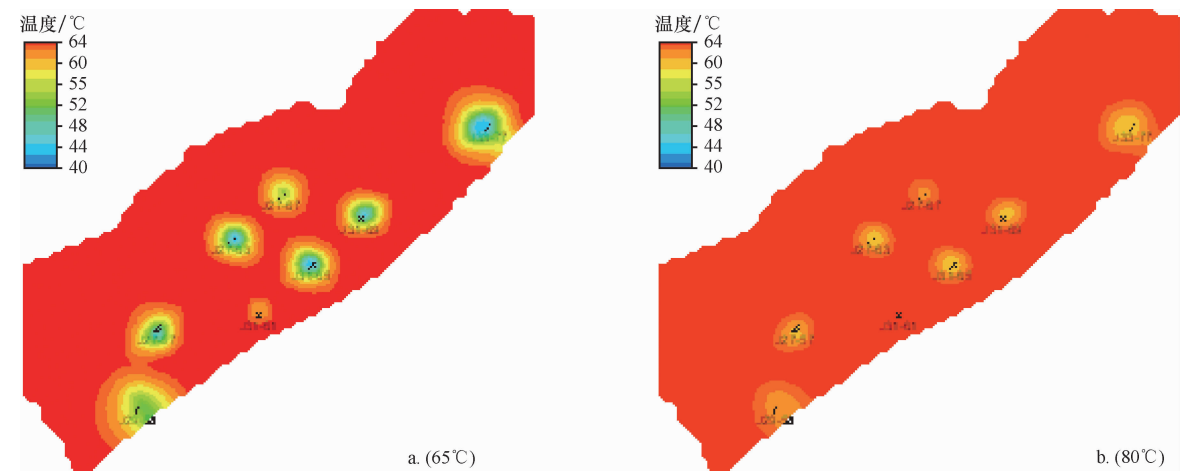


图5 在不同地表注入水温度下(65℃,80℃)北块 II 5 小层温度场分布(1993 年)
Fig. 5 Distribution of temperature field of sub-layer II 5 in the northern part of the block at different water-injection temperatures(65℃ ,80℃) (1993)

