

稠油热采条件下沥青质沉积热模拟 实验研究及影响因素分析

——以辽河油田曙一区杜 84 块兴隆台油层稠油油藏为例

党 犇^{1,2}, 赵 虹², 隗合明², 顿铁军²

(1. 西北大学 地质学系, 陕西 西安 710069; 2. 长安大学 资源学院, 陕西 西安 710054)

摘要: 该文以辽河油田曙一区杜 84 块兴隆台油层超稠油油藏为例, 进行了 12 次热模拟实验。结果分析表明, 引起地层伤害最本质的因素是沥青质沉积。沥青质在孔隙中的沉积现象非常普遍, 主要呈星点状、薄膜状、斑块状甚至网状等。沥青质沉积对孔渗的伤害程度随温度的增高呈增大的趋势, 而随压力增大的变化在小于 11.5 MPa 时呈增大的趋势, 在大于 11.5 MPa 时则呈减小的趋势。其对孔隙度的伤害程度不及对渗透率的那么明显, 后者的伤害率平均在 80% 以上, 属强度伤害, 而前者的伤害率只有 1.3% ~ 6.5%。影响沥青质沉积的因素主要是稠油的组成、温度、压力以及溶剂等。

关键词: 热模拟实验; 影响因素; 稠油热采; 地层伤害; 沥青质沉积

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

热力采油法是一种能够明显提高重质原油采收率的有效方法。然而, 稠油尤其是超稠油沥青质含量高, 在注入大量高温流体的热采过程中, 由于油藏内介质条件变化, 容易引起沥青质在地层中沉积, 堵塞孔喉或引起岩石润湿性反转, 致使储层孔渗性能严重变差, 尤其是在井眼附近, 往往导致油井产量大幅度衰减。

关于沥青质沉积问题, 国外学者已做了大量的研究^[1-3], 国内目前的研究鲜见公开报导^[4]。这些研究多侧重于沥青质沉积起始点与沉积量的确定以及沥青质沉积理论模型的建立, 对沥青质沉积产生的地层伤害问题, 主要涉及的是沥青质堵塞现象, 而对孔渗的伤害程度未作出定量解释。本文以辽河油田曙一区杜 84 块兴隆台油层超稠油油藏为例, 结合油田生产实际, 采用热模拟实验, 尝试定量地探讨沥青质沉积对地层的伤害——即储层(岩心)孔渗的伤害程度, 并简要分析了其影响因素, 这对改善稠油热采开发效果具有重要意义。

1 杜 84 块兴隆台油层基本特征

杜 84 块兴隆台油层主要为冲积扇、扇三角洲和

油积扇相沉积, 油层埋深一般为 650~ 850m, 油层压力平均约 7.5MPa 左右, 油层温度平均约 45℃左右。原油密度大、粘度高, 均对温度的敏感性较强, 50℃时密度为 0.984g/cm³、粘度为 9.402 × 10⁴ mPa·s, 属于超稠油。油层属高孔(29.5%)、高渗(1.593 × 10⁻³ μm²)及中等含油饱和度(55%)型储层, 孔喉特征为大孔(136.11μm)、中喉(22.27μm)型, 以粒间孔隙为主(占 80% 以上)。油层胶结物主要为沥青质和泥质胶结, 粘土矿物总量不高(< 8%), 碳酸盐含量很低(< 3%)。储层敏感性属弱—中等水敏性, 储集岩具有强亲水性能, 并随温度升高亲水性能增强。

2 热模拟实验

2.1 实验样品

实验样品选用杜 84- 65- 67 井兴隆台油层(701.1~ 786.76m)松散岩心, 共采样 12 块。模拟用油取自杜 84- 66- 52 生产井兴隆台油层(666.5~ 703.1m)超稠油油品。

2.2 实验条件

实验温度为 100℃、200℃、300℃; 实验压力为

3. 5MPa、7. 5MPa、11. 5MPa、14. 5MPa; 实验用水按杜 203 井水质全分析数据配置, pH= 11, 属NaHCO₃水型。

2.3 实验设备

热模拟所用的高温高压设备, 由加拿大 DBL 公司制造。设备工作温度为室温至 450℃, 工作压力为 0~ 70MPa。设备主要部件包括恒温箱、高温高压岩心夹持器、恒速泵、中间容器、回压阀及数据采集系统等。

2.4 实验步骤

a) 将松散样品洗油、风干、包封, 制成人造岩心; b) 烘干样品, 测定实验前的空气渗透率(K_g); c) 样品抽真空饱和和实验用水, 测定实验前的孔隙度(Φ_1)和水相渗透率(K_w); d) 在 95℃条件下(使稠油降粘), 用杜 84 块兴隆台油层原油驱水, 饱和超稠油, 测样品束缚水饱和度或含油饱和度; e) 将样品在实验温度下老化 24~ 36h; f) 在设定的实验条件下, 用实验用水低速驱油, 直到渗透率变化稳定为止, 观察沥青质沉积对渗透率的伤害情况, 并收集出口端流出的液体, 以供高倍透射电镜下检测分析; g) 用苯清洗实验后样品, 使其仅残留沉淀的沥青, 然后风干、烘干样品, 测实验后样品的孔隙度(Φ_2)、气相渗透率(K_g)和水相渗透率(K_w); h) 再将样品烘干, 制成铸体薄片, 以供显微镜下鉴定。

3 结果与分析

按上述实验方法, 在拟定的实验条件下, 对选取的实验样品进行了 12 次高温高压热模拟实验, 结果表明孔渗均受到一定程度的伤害, 具体分析如下。

3.1 伤害因素分析

3.1.1 颗粒迁移

从实验出口端收集到的流出液体中, 已检测出有石英、长石及少量粘土矿物等微细颗粒迁出, 证明有颗粒迁移危害现象存在。但这些迁移颗粒都比较微小(一般< 5 μ m), 通常不易造成堵塞。除非高温条件下, 这些微细颗粒在孔隙液体中沥青凝絮沉积的挟持下, 联合堵塞孔喉, 可引起地层伤害。

3.1.2 粘土矿物膨胀及碳酸盐结垢沉淀

据薄片鉴定及 X 衍射全岩分析, 杜 84 块兴隆台油层储层中粘土矿物含量较低, 其中蒙脱石矿物含量只占 2%, 水敏性实验表明储层属弱—中等水敏性; 此外, 碳酸盐含量小于 3%。故粘土矿物膨胀及碳酸盐结垢沉淀对储层伤害不大。

3.1.3 新生矿物方沸石的充填

在强碱性介质且高温高压环境下, 方沸石可由粘土矿物转化而来, 也可由溶解的铝硅酸盐在碱性介质中水热合成而产生, 从而起到堵塞孔喉、伤害储层的作用。但实验表明, 在> 200℃和高 pH 值条件下, 12 块样品中仅有 2 块在实验出口端流出的液体中检测出有新生矿物方沸石, 且含量很低, 对储层伤害程度甚微。

3.1.4 沥青质沉积

通过对实验后样品制成的铸体薄片镜下观察, 沥青质在孔隙中沉积现象非常普遍, 主要产状有星点状、斑块状、薄膜状甚至网状等。镜下检测表明, 沉积沥青质含量在 100℃时为 1. 2%~ 2. 5%, 200℃时为 1. 7%~ 8. 9%, 300℃时为 2. 8%~ 27. 8%, 随温度升高呈现增加趋势, 而随压力升高大致呈减少的趋势。另外, 通过高倍透射电子显微镜观察, 实验

表 1 热模拟实验样品渗透率伤害数据表

Table 1 Permeability damage data of samples in the thermal simulation experiment

| T/℃ | P/MPa | ΔK_g /mD | ΔK_w /mD | η_g % | η_w % | 样号 |
|-----|-------|------------------|------------------|------------|------------|----|
| 100 | 3.5 | - 711.9 | - 91.2 | 69 | 75.4 | 1 |
| | 7.5 | - 338 | 93.6 | 75.8 | 85 | 2 |
| | 11.5 | - 2 328 | - 110.1 | 88.9 | 85.3 | 3 |
| | 14.5 | - 1 219 | - 119.3 | 85.1 | 79.6 | 4 |
| 200 | 3.5 | - 1 586 | - 70.9 | 61.8 | 64.5 | 5 |
| | 7.5 | - 3 103 | - 185.4 | 98.4 | 97.6 | 6 |
| | 11.5 | - 1 381 | - 144.2 | 88 | 94.3 | 7 |
| | 14.5 | - 3 563 | - 186.1 | 92.2 | 92.1 | 8 |
| 300 | 3.5 | - 806.9 | - 21.3 | 75.1 | 77.6 | 9 |
| | 7.5 | - 2 421.7 | - 75.7 | 98 | 93.8 | 10 |
| | 11.5 | - 1 953 | - 190.4 | 97.3 | 97.7 | 11 |
| | 14.5 | - 395.6 | - 10.6 | 94 | 89.9 | 12 |

表 2 渗透率伤害程度评价行业标准(SY/T5358-94)

Table 2 Industry evaluation standard of permeability damage degree

| | | | | | |
|---------|----|------|-------|-------|-----|
| 渗透率伤害率% | ≤5 | 6~30 | 31~50 | 51~70 | >70 |
| 伤害程度评价 | 无 | 弱 | 中等偏弱 | 中等偏强 | 强 |

出口端流出的液体内有迁移出的沥青质沉积物, 主要呈分散状、凝絮状、凝块状等形态。这些沥青质若沉积在井底及其附近, 就会堵塞油井, 导致油井产量衰减, 严重者甚至停产。为了证实这种伤害情况, 我们采集了杜84-60-68井的井下油泥, 进行了两种方法的检测分析。两种分析结果基本相同, 有机物含量在99%以上, 其中沥青质含量约60%左右, 而无机物含量不到1%, 说明危害主要来自沥青质沉积。

上述分析表明, 就伤害程度而言, 沥青质沉积是最本质的因素。由于沥青质沉积充填孔隙和堵塞喉道, 导致了储层孔隙度的减小和渗透率大幅度的降低。

3.2 沥青质沉积对储层孔渗的伤害程度

3.2.1 对渗透率的伤害程度

a) 渗透率伤害的计算

渗透率伤害率(η_k)的计算公式为: $\eta_k = (1 - K_2/K_1) \times 100\%$ 。其中, K_1 、 K_2 分别为实验前、后的渗透率。渗透率伤害计算结果见表1, 伤害率评价标准见表2。

由表1、表2可以看出, 沥青质沉积无论是对 K_g 或 K_w 的伤害率平均都达80%以上, 属强度伤害。

b) 渗透率伤害图版

用渗透率的伤害率与温度和压力建立关系, 便得到不同温度和压力下的渗透率伤害图版(图1a、b)。两个图版的曲线变化规律基本相似, 均表现为随温度的升高, 渗透率的伤害率呈增大的趋势; 而随压力增大的变化, 在小于11.5MPa时呈增大的趋势, 在大于11.5MPa时呈减小的趋势。

3.2.2 对孔隙度的伤害程度

a) 孔隙度伤害的计算

孔隙度伤害率(η_ϕ)的计算公式为: $\eta_\phi = (1 - \Phi_2/\Phi_1) \times 100\%$ 。其中, Φ_1 、 Φ_2 分别为实验前、后的孔隙

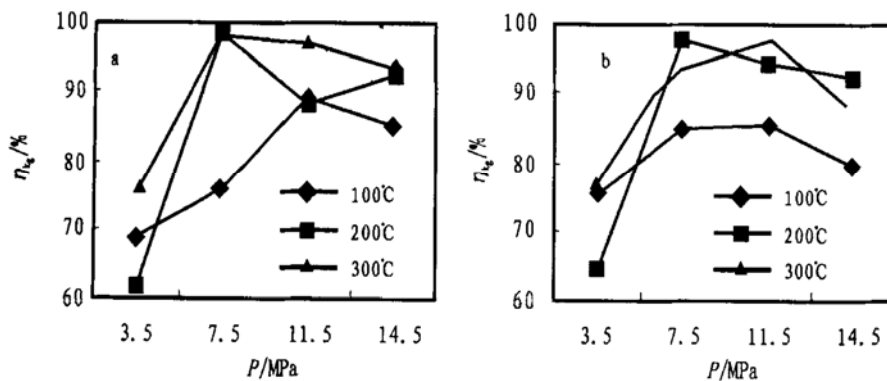


图1 空气渗透率(a)和水相渗透率(b)伤害图版

Fig. 1 Damage plates of air permeability(a) and water permeability(b)

表3 热模拟实验样品孔隙度伤害数据表

Table 3 Porosity damage data of samples in the thermal simulation experiment

| T/ °C | P/MPa | $\Delta\Phi$ % | η_ϕ % | 样号 |
|-------|-------|----------------|---------------|----|
| 100 | 3.5 | 0 | 0 | 1 |
| | 7.5 | -0.6 | 2.5 | 2 |
| | 11.5 | -1.1 | 3.8 | 3 |
| | 14.5 | -0.4 | 1.6 | 4 |
| 200 | 3.5 | -0.4 | 1.3 | 5 |
| | 7.5 | -1.8 | 6.5 | 6 |
| | 11.5 | -0.9 | 3.4 | 7 |
| | 14.5 | -1.1 | 2.5 | 8 |
| 300 | 3.5 | -0.6 | 2.0 | 9 |
| | 7.5 | -0.9 | 3.0 | 10 |
| | 11.5 | -2.1 | 6.6 | 11 |
| | 14.5 | -0.8 | 3.5 | 12 |

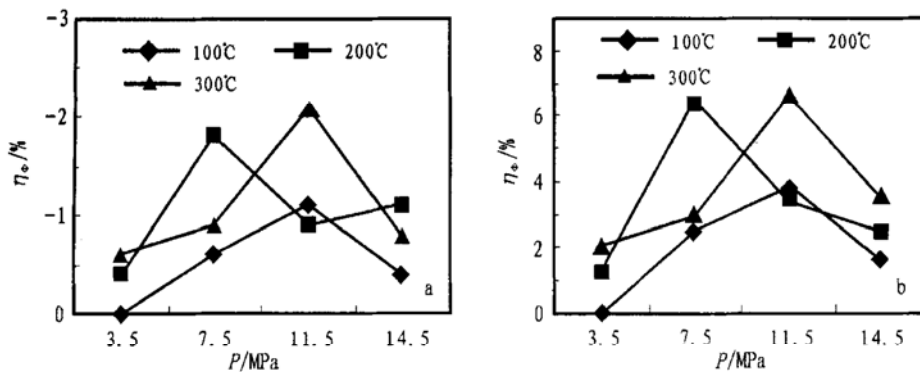


图 2 孔隙度伤害图版
Fig. 1 Damage plates of porosity

度。孔隙度伤害计算结果见表 3。

由表 3 可知, 沥青质沉积使孔隙度的减少量在 0.4%~2.1% 之间, 而孔隙度的伤害率只有 1.3%~6.3%。对比表明, 沥青质沉积对孔隙度的伤害程度不及对渗透率的那么明显。

b) 孔隙度伤害图版

用孔隙度伤害率和孔隙度减少量与温度和压力建立关系, 从而得到不同温度和压力下孔隙度的伤害图版(图 2a、b)。由图 2 可以看出, 孔隙度伤害的曲线变化规律与渗透率的特征基本类似, 只是变化幅度不及渗透率的大。

3.3 沥青质沉积影响因素分析

3.3.1 原油组分

据本次对杜 84 块兴隆台油层原油样品的多方法分析, 该区超稠油的族组成具有两高两低的特征, 即非烃含量高(平均 31.43%)、沥青质含量高(平均 20.63%)、饱和烃含量低(平均 19.63%)和芳香烃含量低(平均 21.23%)。本区原油重质组分特别是沥青质含量高, 是造成沥青质沉积的根本原因。

3.3.2 温度和压力

通常沥青质沉积现象并不单纯取决于沥青质含量的高低, 还与温度和压力等条件有关。温度的作用, 在于它能把原油组分馏化, 使沥青质从原油中分离出来, 分离出来的沥青质就会在适当的地质条件下产生沉积; 压力的影响比较复杂, 在一定的温度条件下, 只有在相应的压力范围内才会发生沥青质沉积, 压力高于或低于这个范围, 沥青质都不会沉积^[1]。

上文对孔渗伤害的分析已经表明, 温度或压力的变化均对沥青质沉积具有明显的影响和控制作用。具体表现为: 在实验条件范围内, 沥青质沉积随温度的升高逐渐加重; 而随压力的增大, 在小于 11.5 MPa 时沥青质沉积逐渐加重, 在大于 11.5 MPa 时则逐渐减弱^[2-4]。

3.3.3 溶剂

溶剂对沥青质沉积有一定的影响, 对于不同的溶剂, 达到沉淀起始点的溶剂/油比是不同的^[5,6]。辽河油田曾对锦 25-6-8 井和锦 25-28-28 井两口特稠油严重堵塞井, 现场采用某表面活性复合剂解堵, 取得了明显的解堵增产效果, 表明有机溶剂对沥青质沉积具有溶解或抑制作用。对杜 84 块兴隆台油层稠油油藏热采开发来说, 若要在注蒸汽开发过程中利用溶剂解堵抑制沥青质沉积带来的危害, 尚须作进一步的实验研究。

4 结论

a) 稠油油藏热采过程中, 沥青质沉积是引起地层伤害的重要因素之一。对杜 84 块兴隆台油层稠油油藏而言, 最本质的伤害是沥青质沉积。沥青质在孔隙中的沉积现象非常普遍, 主要呈星点状、斑块状、薄膜状甚至网状等。沉积的沥青充填孔隙、堵塞喉道, 或吸附于颗粒表面, 引起岩石润湿性反转, 共同导致储(油)层孔渗性能严重变差。

b) 沥青质沉积无论是对气相渗透率或水相渗透率的伤害率平均都达 80% 以上, 属强度伤害。而对于孔隙度的伤害率在 1.3%~6.3% 之间, 其伤害程度远不及对渗透率的那么明显。

c) 沥青质沉积随温度、压力的变化有一定的规律性, 表现在对孔渗的伤害程度, 随温度的升高呈增大的趋势; 而随压力增大的变化, 在较低压力(3.5~11.5 MPa) 时呈逐渐增大的趋势, 在较高压力(11.5~14.5 MPa) 时呈逐渐减弱的趋势。

d) 影响沥青质沉积的因素主要是稠油的组成、温度和压力及溶剂等。

参考文献:

[1] 李美霞. 沥青质沉积问题文献综述[J]. 特种油气藏, 1996, 3

- (3): 59- 62.
- [2] 杨 照, 郭天民. 沥青质沉淀研究进展综述[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(5): 98- 103.
- [3] 蒲万芬. 油田开发过程中的沥青质沉积[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(4): 38- 41.
- [4] 杨 照, 林雄森, 马昌峰, 等. 沥青质沉淀点的测定与模型化计算[J]. 石油学报, 1999, 20(3): 92- 95.
- [5] Andersen S I, Birdi K S. Influence of temperature and solvent on the precipitation of asphaltene[J]. Fuel Science and Technology, 1990, 8(6): 593- 615.
- [6] Jiang J C, Patil S L, Kamath V A. Study of asphalt/ asphaltene precipitation during addition of solvents to West Sak crude[J]. Preprints Div Petrol Chem ACS, 1990, 17(3): 112- 117.

THERMAL SIMULATION TESTING STUDY AND INFLUENCE FACTOR ANALYSIS OF ASPHALTENE PRECIPITATION IN THE CONDITION OF VISCOUS OIL THERMAL RECOVERY

—a case study of viscous oil pools in the Xinglongtai oil reservoirs of Du-84 block, Shuguang-1 district, Liaohe oilfield

DANG Ben^{1, 2}, ZHAO Hong², WEI He-ming², DUN Tie-jun²

(1. Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China;

2. Institute of Resources, Chang'an University, Xi'an, Shaanxi 710054, China)

Abstract: Twelve times of the thermal simulation experiment were done with samples from viscous oil pools in the Xinglongtai oil reservoirs of Du-84 block, Shuguang-1 district, Liaohe oilfield. The results of the experiment indicated that the essential factor resulting in formation damage was asphaltene precipitation. The phenomenon that asphaltene precipitated in pores was very prevalent. The aggregated asphaltene took the shapes of star spots, films, patches or even networks. The damage degree of asphaltene precipitation to porosity and permeability increased with temperature. It increased with pressure when the pressure was less than 11.5MPa, but decreased with pressure when the pressure was more than 11.5MPa. The average damage rate of permeability was above 80%. It belonged to strong damage. The damage rate of porosity was only 1.3% - 6.5%. The major affecting factors of asphaltene precipitation were the component of viscous oil, temperature, pressure and solvent.

Key words: thermal simulation experiment; affecting factor; viscous oil thermal recovery; formation damage; asphaltene precipitation