

◀ 油气开采 ▶

doi:10.11911/syztjs.201502020

高压注烃类气体过程中沥青质初始沉淀压力试验研究

钱 坤¹, 杨胜来¹, 董俊昌², 刘 辉², 刘 盼¹

(1. 石油工程教育部重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘 要:为预防注烃类气体提高采收率过程中产生沥青质沉淀,对沥青质初始沉淀压力进行了试验研究。在分析注烃类气体过程中沥青质沉淀机理的基础上,通过自主研发的固相沉积激光探测装置,采用透光强度法测定了原油样品在不同温度下高压注气过程中沥青质的初始沉淀压力,并确定了沥青质沉淀的深度。试验得出,原油沥青质初始沉淀压力随温度升高而下降,测得 44, 80 和 123 °C 温度下原油的沥青质初始沉淀压力分别为 44.1, 39.7 和 35.2 MPa;每注入物质的量分数为 1% 的烃类气体,试验油样的沥青质初始沉淀压力升高 0.5~0.6 MPa;井筒温度压力曲线与沥青质沉淀相包络线相结合预测井筒中出现沥青质沉淀的深度在 1 800 m 左右,与现场情况吻合较好。研究表明,原油中沥青质初始沉淀压力与注气量之间呈线性关系,可为现场注气驱油预防和清除沥青质沉积物提供理论依据。

关键词:注气 沥青质 透光强度法 初始沉淀压力 实验室试验

中图分类号:TE357.44 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)02-0116-04

A Study of Asphaltene Onset Pressure during High-Pressure Gas Injection

Qian Kun¹, Yang Shenglai¹, Dong Junchang², Liu Hui², Liu Pan¹

(1. Key Laboratory of Petroleum Engineering Education Ministry, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 10083, China)

Abstract: In order to avoid asphaltene precipitation caused by gas injection for enhanced oil recovery, the asphaltene onset pressure (AOP) was tested in the laboratory. On the basis of the analysis of the asphaltene precipitation mechanism during gas injection, the asphaltene onset pressures under different temperatures were measured along with crude oil samples in the process of high-pressure gas injection, by using the self-developed laser solid detection system and the light transmission method, so as to determine the depth of asphaltene precipitation. The results demonstrated that the asphaltene onset pressure decreases with the increase of temperature, AOP are 44.1 MPa, 39.7 MPa and 35.2 MPa at the temperatures of 44 °C, 80 °C and 123 °C respectively in the experiment; the asphaltene onset pressure increases 0.5~0.6 MPa when a amount of substance fraction 1% of hydrocarbon gas is injected. According to the asphaltene deposition envelope and wellbore temperature-pressure curve, it is predicted that asphaltene precipitates at a depth of 1 800 m, which matched the field conditions very well. The study suggested that there is a linear correlation between the volume of gas injection and the asphaltene onset pressure, which could provide a theoretical basis for preventing and removing asphaltene precipitate in gas injection on site.

Key words: gas injection; asphaltene; light transmission method; asphaltene onset pressure (AOP); laboratory test

近年来注气驱油技术发展迅速,已成为提高原油采收率的重要途径之一。然而,采用注气(如烃类气体、CO₂等)提高采收率有可能引起沥青质沉积而堵塞地层、采油设备等,并吸附在相关管线和设备表面,从而严重影响生产。目前,国内外学者关于注CO₂过程中原油沥青质沉淀机理和规律方面的研究较多^[1-3],而对于注烃类气体过程中沥青质沉淀的

研究相对较少,沉淀规律尚不清楚,需要进一步探索和研究。为了配合注烃类气体提高采收率技术在我

收稿日期:2014-08-07; **改回日期:**2014-12-04。

作者简介:钱坤(1990—),男,江苏高邮人,2012年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业,油气田开发工程专业在读硕士研究生,主要从事油藏渗流机理和油藏数值模拟方面的研究。

联系方式:(010)89732268, china.qiankun@163.com。

国的推广应用,笔者通过自主研发的固相沉积激光探测装置,测定了原油样品在不同温度下注烃类气体过程中沥青质的初始沉淀压力,分析了含沥青质原油的相变特征和注烃类气体开采原油过程中沥青质沉淀对生产的影响,以期为油田制定预防和解除油井发生沥青质沉淀的具体措施提供依据。

1 注烃类气体过程中沥青质沉淀机理

目前,学者们对沥青质在原油中的存在形式持有不同的观点,其中沥青质-胶质胶束模型的观点得到了普遍认同。典型的沥青质-胶质胶束的基本特征是^[4]:沥青质分子相互缔合形成胶核;油相中部分共存胶质分子吸附于胶核表面形成溶剂化层,由于胶质分子是两亲分子,其亲油部分与油相间的表面张力可以忽略^[5-6],所以胶质分子吸附于沥青质缔合物(胶核)表面能够显著降低体系的自由能,使体系保持稳定,并且被吸附的胶质分子在降低体系自由能的同时,还能形成阻止沥青质(胶核)进一步相互缔结而聚沉的“空间稳定层”^[7]。

压力、温度及组分的变化都会引起原油中沥青质的沉淀。注入烃类气体后,吸附的胶质并不能阻止体积足够小的气体分子靠近胶核,这些小分子与胶核间的表面张力很大,导致体系自由能升高。为降低表面能,这些胶束将相互缔合以减小表面积。所以,随着烃类气体的注入,缔合胶束持续增大并达到临界点,沥青质开始聚集沉淀。N. E. Burke 等人^[8]研究表明,如果原油压力从地层压力开始逐渐降低,当压力降至一定程度时,胶核表面吸附的部分胶质分子将溶解到油中,胶质分子的吸附是油相中沥青质缔合物得以稳定存在的主要原因,因此胶质分子的解吸必然导致胶质-沥青质体系的平衡被打破,沥青质分子之间相互聚集而形成较大的胶粒或微粒,从而导致沥青质发生絮凝和沉积,该点即沥青质初始沉淀压力(AOP, asphaltene onset pressure)。

2 原油沥青质初始沉淀压力的测定

目前测定沥青质初始沉淀压力的常用方法主要有 4 种,分别是高温高压显微镜直接观察法、透光强度法、过滤法以及重力法^[9]。伊朗南阿油田由于原油中沥青质沉淀导致部分生产井关井,严重影响了其产能,所以选取该油田原油作为试验样品,采用透光强度法测定了油样的沥青质初始沉淀压力。

2.1 试验原理

激光在液体中的衰减主要来自吸收和散射,N. B. Joshi 等人^[10]指出,沥青质胶束的聚集可以在短时间内使沉淀颗粒的粒径增大 10~100 倍,体系中大颗粒的增加使体系对光波的散射作用加强,表现为体系透光强度降低,从而测得沥青质的初始沉淀压力。

2.2 试验方法

采用自主研发的固相沉积激光探测系统测定沥青质初始沉淀压力,试验装置如图 1 所示。该系统能够模拟油藏和井筒条件,在高温高压下准确测量原油体系的透光强度,对现场生产具有较大的参考价值。

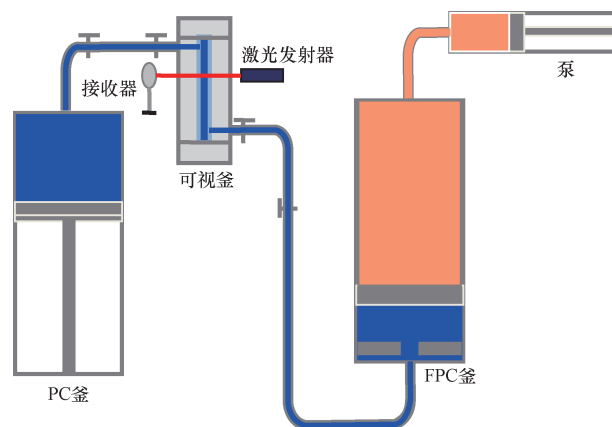


图 1 固相沉积激光探测系统示意

Fig. 1 Schematic diagram of the laser detection system for solid deposition

试验步骤如下:

1) 配制地层原油。在油藏条件下充分混合地层原油样品,时间一般为 7~10 d,将原油恢复到油藏条件下的状态。在混合过程中,每隔 24 h 观察记录一次原油的透光强度,记录 10 d。

2) 在油藏温度下,采用等步长降压法^[11]进行等组分膨胀试验。初始压力为油藏压力,以 0.35 MPa 的步长降低压力,持续搅拌 30 min 后,记录原油的压力、温度、体积和透光强度。

3) 改变试验温度至井筒中部温度和井口温度,重新配制地层原油,重复步骤 1)、2),进行等温降压-透光强度试验。该次试验中井口温度、井筒中部温度以及油藏温度分别为 44, 80 和 123 °C。

4) 分别向配制好的原油中注入物质的量分数为 5%, 10% 和 15% 的烃类气体(注入烃类气体中甲烷的体积分数为 63.6%),重复步骤 1)、2)、3)。

5) 试验周期。平均每个沥青质初始沉淀压力点需 240 h 以上。

2.3 试验结果及分析

2.3.1 原油等温降压试验

分别在 44, 80 和 123 °C 温度下进行原油等温降压试验, 结果如图 2 所示。

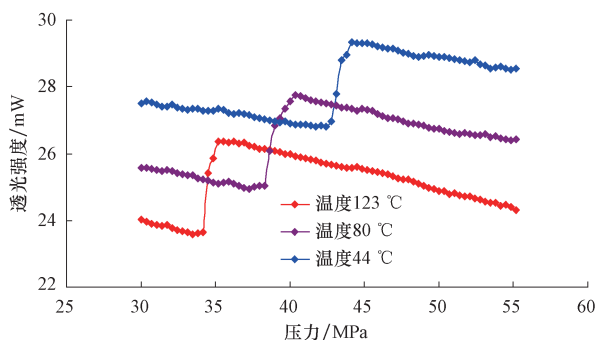


图2 不同温度下等温降压过程中原油透光强度与压力关系曲线

Fig. 2 Relationship between light transmission in crude oil and pressure during isothermal depressurization at different temperatures

由图 2 可知, 在 123 °C 温度下进行等温降压试验时, 随着压力降低, 原油不断膨胀, 密度降低, 原油的透光强度逐渐增强。当压力降至 35.2 MPa 时, 体系的透光强度显著降低, 这是由于体系中的沥青质分子之间相互聚集而形成较大的胶粒或微粒, 使体系对光波的散射作用加强, 该压力点即原油沥青质初始沉淀压力。当压力降至沥青质初始沉淀压力时, 原油中胶体体系的平衡被打破, 胶质对沥青质的保护作用减弱, 带电的极性沥青质分子在静电作用下聚集, 逐步形成大的微粒, 形成絮凝, 进而沉淀。在温度为 80 和 44 °C 时进行同样的试验, 测得原油沥青质的初始沉淀压力分别为 39.7 和 44.1 MPa。由此可知, 不同温度下原油的透光强度不同, 这是因为在温度升高时原油密度降低, 沥青质-胶质间的相互作用减弱, 不利于沥青质在原油中的溶解, 导致温度较高时原油的透光强度偏低。

2.3.2 高压注气过程中沥青质初始沉淀压力试验

在配制好的原油中注入物质的量分数为 5% 的烃类气体, 在高压条件下与油藏原油混合后, 进行等温降压试验, 测定注烃类气体原油沥青质的初始沉淀压力。注气 5% 时, 油样在 44, 80 和 123 °C 温度下的沥青质初始沉淀压力分别为 45.9, 41.7 和

38.3 MPa, 沥青质初始沉淀压力随着温度的升高而下降, 整体趋势与没有注气时的原油等温降压试验结果相同。测定不同温度下注气过程中的沥青质初始沉淀压力, 得到如图 3 所示的变化规律。

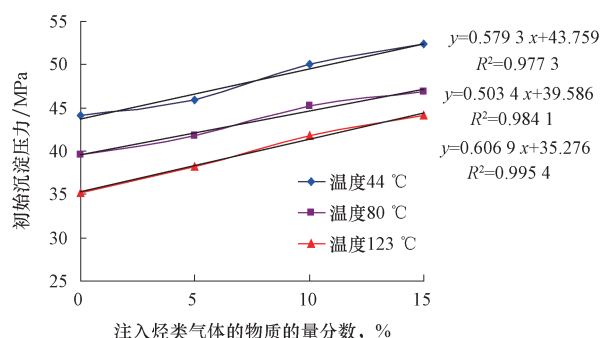


图3 不同温度下沥青质初始沉淀压力随注气量的变化规律

Fig. 3 Change of AOP with volume of gas injected at different temperatures

由图 3 可知, 原油中沥青质的初始沉淀压力随着注气量的增加而升高, 并且呈线性关系, 在该取样井温度范围内 (44~123 °C), 每注入物质的量分数为 1% 的烃类气体, 原油中沥青质的初始沉淀压力升高 0.5~0.6 MPa。所以, 注烃类气体驱油虽然可以在一定程度上提高采收率并能够保持地层压力, 但由于注烃类气体导致原油中沥青质的初始沉淀压力升高, 原油中的沥青质更容易发生沉淀, 所以在应用注烃类气体技术时, 应先对原油的物性及储层的温度压力状况进行分析, 做好预防措施, 以避免沥青质沉淀堵塞地层及井筒。

利用测定的注烃类气体过程中油样在不同温度下的沥青质初始沉淀压力, 结合 $p-t$ 相图可以绘制出沥青质沉淀相图 (见图 4), 可直观表明沥青质沉淀的稳定区域和沉淀区域。在图 4 中, 当原油体系的热力学点处于沥青质沉淀相包络线 (ADE, asphaltene deposition envelope) 上方区域时, 原油中的沥青质不会出现沉淀; 当原油体系的热力学点处于沥青质沉淀相包络线时, 沥青质开始出现沉淀, 随着压力降低, 沥青质聚沉的过程会一直持续, 沥青质的沉淀量不断增加, 当压力降至泡点线时, 沥青质的沉淀量达到最大^[12], 油藏的欠饱和程度越大, 轻烃组分膨胀趋势越大, 沥青质的沉积量也就越大。随着注气量的增大, 沥青质沉淀相包络线不断上移, 储层及井筒出现沥青质沉淀的风险也越大。

结合该油样的沥青质沉淀相包络线进行进一步分析发现, 该取样井的井底流压远高于注气 15% 时的沥青质初始沉淀压力, 所以在近井地带产生沥青

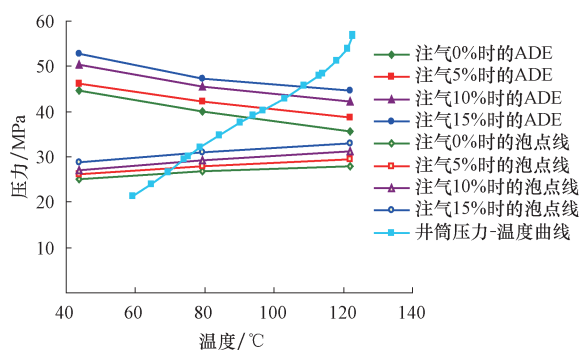


图4 不同注气量下的沥青质相沉淀包络线

Fig. 4 Asphaltene deposition envelopes under different volumes of gas injection

质沉淀的可能性很小。但随着开发压力衰竭,或者瞬时生产压差过大,会使沥青质的初始沉淀压力高于井底流压,导致沥青质在地层内发生沉积。所以,对于含沥青质原油油藏,应尽可能保持较小的生产压差,以确保井底流压高于沥青质初始沉淀压力,从而避免沥青质在近井地带发生沉积。特别是对于高孔高渗透油藏,地层压力衰竭较快,应及早采取注水、注气等措施补充地层能量,以保持较高的地层压力。

由图4可知,取样井的井筒温度压力曲线在图中与不同注气量下的沥青质沉淀相包络线有交点,说明该井筒中会出现沥青质沉淀,易导致井筒堵塞。利用图4中的井筒温度压力曲线与原油沥青质沉淀相包络线的交点,可以预测出取样井在没有进行注烃类气体时,井筒中可能在1 800 m深度处出现沥青质沉淀,但是由于沥青质沉淀不是一个瞬时过程,而是一个逐渐沉积的过程,所以在这一深度以浅的几百米范围内都有可能出现沥青质沉淀。在注气5%,10%和15%的情况下,随着注气量的增加,井筒中出现沥青质沉淀的深度也在不断增加。

3 结论及建议

1) 通过自主研发的固相沉积激光探测装置,采用透光强度法测定了原油样品在44, 80和123 °C时的沥青质初始沉淀压力,分别为44.1, 39.7和35.2 MPa,表明沥青质初始沉淀压力随着温度升高而降低。

2) 原油中沥青质的初始沉淀压力随着注气量的增大而升高,并且在一定注气量下呈线性关系,每注入物质的量分数为1%的烃类气体,沥青质初始沉淀压力升高0.5~0.6 MPa。所以,注烃类气体时原油中的沥青质更容易发生沉淀,在采用注烃类气体提高采收率技术时应做好预防措施,以避免沥青质沉淀堵塞地层及井筒。

3) 井筒温度压力曲线与沥青质沉淀相包络线相结合可预测井筒中出现沥青质沉淀的位置,为油田制定预防井筒中发生沥青质沉淀的具体措施提供理论依据。

参考文献

References

- [1] 楚艳苹,胡玉峰,明云峰,等. 高压注气过程中沥青质沉淀机理及规律的实验研究[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2003, 27(2): 74-77.
Chu Yanping, Hu Yufeng, Ming Yunfeng, et al. Experiment on precipitation amount and mechanism of asphaltene in high-pressure gas injection process[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2003, 27(2): 74-77.
- [2] 黄磊,沈平平,贾英,等. CO₂注入过程中沥青质沉淀预测[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 349-353.
Huang Lei, Shen Pingping, Jia Ying, et al. Prediction of asphaltene precipitation during CO₂ injection[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 349-353.
- [3] 黄磊,贾英,全一平,等. CO₂驱替沥青质原油长岩芯实验及数值模拟[J]. 西南石油大学学报:自然科学版, 2012, 34(4): 135-140.
Huang Lei, Jia Ying, Quan Yiping, et al. The long core experiment and numerical simulation research on asphaltic oil with CO₂ flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2012, 34(4): 135-140.
- [4] Pan H, Firoozabadi A. Thermodynamic micellization model for asphaltene precipitation from reservoir crudes at high pressures and temperatures[R]. SPE 38857, 1997.
- [5] Victorov A I, Firoozabadi A. Thermodynamic micellization model of asphaltene precipitation from petroleum fluids[J]. AIChE Journal, 1996, 42(6): 1753-1764.
- [6] Pan H, Firoozabadi A. Thermodynamic micellization model for asphaltene aggregation and precipitation in petroleum fluids [J]. SPE Production & Facilities, 1998, 13(2): 118-127.
- [7] 胡玉峰,杨兰英,林雄森,等. 原油正构烷烃沥青质聚沉机理研究及沉淀量测定[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(5): 109-111, 114.
Hu Yufeng, Yang Lanying, Lin Xionsen, et al. N-alkane asphaltene precipitation and the mechanism of their formation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(5): 109-111, 114.
- [8] Burke N E, Hobbs R E, Kashou S F. Measurement and modeling of asphaltene precipitation (includes associated paper 23831)[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42(1): 440-441.
- [9] Jamaluddin A M, Creek J, Kabir C S, et al. Laboratory techniques to measure thermodynamic asphaltene instability[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(7): 44-52.
- [10] Joshi N B, Mullins O C, Jamaluddin A, et al. Asphaltene precipitation from live crude oil[J]. Energy & Fuels, 2001, 15(4): 979-986.
- [11] Zhou Y, Sarma H K. Asphaltene precipitation behavior during gas injection in a UAE carbonate reservoir and a faster experimental strategy to predict asphaltene onset pressure[R]. SPE 161147, 2012.
- [12] Roshanaei Zadeh G A, Moradi S, Dabir B, et al. Comprehensive study of asphaltene precipitation due to gas injection: experimental investigation and modeling[R]. SPE 143454, 2011.