

海上稠油砂岩油藏启动压力梯度测定方法及应用 ——以秦皇岛32-6油田为例

石立华¹, 喻高明², 袁芳政¹, 薛颖³

(1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司 研究院, 陕西 西安 710075;

2. 长江大学 油气钻采工程湖北省重点实验室, 湖北 荆州 434023; 3. 长江大学 地球科学学院, 湖北 武汉 430100)

摘要: 对于海上稠油砂岩油藏非达西渗流规律的相关研究较少, 尤其是在启动压力梯度研究方面, 且多采用管流模型, 较少考虑粘度对启动压力梯度的影响。根据海上稠油砂岩油藏的渗流特点, 设计了测定启动压力梯度的实验新方法, 并采用与秦皇岛32-6油田渗透率级别相近的天然岩心, 通过对不同原油粘度、渗透率和温度下的岩心渗流实验, 研究了稠油在多孔介质中的渗流特征, 得到了海上稠油砂岩油藏启动压力梯度和流速与压力梯度的关系; 通过对实验数据的回归, 进一步得到了流度与启动压力梯度的关系式。实验结果表明: 启动压力梯度受原油粘度和储层物性的影响, 将研究结果应用于海上稠油砂岩油藏, 建立了根据启动压力梯度确定技术极限井距的理论计算方法。鉴于启动压力梯度对稠油油藏开发的重要性, 建议将启动压力梯度与流体饱和度、孔喉半径、边界层厚度的定量分析作为今后研究重点。

关键词: 海上稠油砂岩油藏 非达西渗流 流变性 启动压力梯度 技术极限井距

中图分类号: TE311

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)03-0082-04

稠油因粘度高、流动性能差, 在一般油层条件下不能流动, 表现为非线性渗流特征^[1-5], 只有当驱替压力梯度大于启动压力梯度时, 稠油才开始流动, 这阻碍了地层驱动能量的传播和流体的运移, 消耗了部分地层能量, 不利于油井生产^[6-7]。海上稠油砂岩油藏非达西渗流规律在中外的研究较少, 尤其是在启动压力梯度方面, 但其对海上稠油砂岩油藏开发十分重要, 需要进行深入研究。目前确定启动压力梯度的方法主要有室内物理实验、数值实验和试井解释^[8-11]。在实验室中, 通常通过测定稳定流动状态下压差与流量的关系来测定启动压力梯度, 油田现场用试井分析的方法得到。但这些方法通常存在2个问题: ①获得稳定流所需要的时间太长; ②测量足够小的流速非常困难, 实验精度不够。为此, 笔者以秦皇岛32-6油田为例, 提出采用设定特定流量, 逐渐建立岩心两端压差的方法来直接测定岩石的启动压力梯度, 并研究了启动压力梯度与驱替流量、流度之间的关系, 通过对实验数据进行回归, 得到启动压力梯度与技术极限井距的表达式, 从而实现了海上稠油砂岩油藏渗流特征的定量描述。

1 稠油的流变特征

为了分析秦皇岛32-6油田的原油流变特征, 利用DV III型粘度计, 测定了E28井井口原油在不同剪切速率下的粘度, 并绘制了不同温度条件下的原油粘温曲线。实验结果(图1)表明: ①随着剪切速率的增大, 稠油粘度减小, 表明该井稠油具有剪切变稀特性。剪切变稀是非牛顿流体的特性, 牛顿流体的粘度是不随剪切速率的变化而变化的。②在剪切速率较低的条件, 随着剪切速率的增加, 粘度急

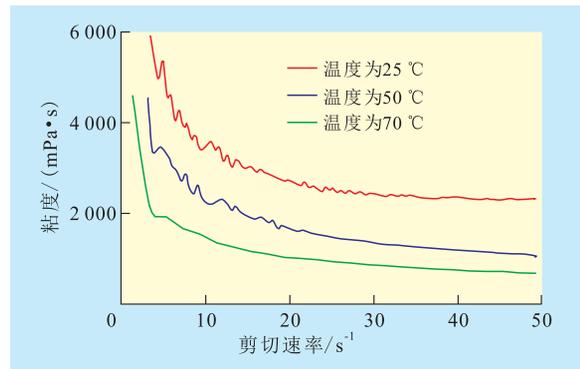


图1 E28井的原油粘温曲线

收稿日期: 2014-04-13。

作者简介: 石立华, 男, 助理工程师, 硕士, 从事油气田开发方面的研究。联系电话: 18220572583, E-mail: slhjn2008@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“基于非线性渗流的水驱稠油油藏数值模拟技术研究”(2011ZX05024-002-004)。

剧下降;在剪切速率较高的条件下,随着剪切速率的增大,粘度的降幅变缓,当剪切速率增至一定值后,粘度基本不随剪切速率的变化而变化。③在剪切速率相同的条件下,随着温度的降低,原油粘度增大。

2 实验器材和步骤

启动压力梯度测定实验装置由排量为0~50 cm³/min、压力为0~70 MPa的ISCO高压无脉冲计量泵,0.4级精密压力表,温度为10~150℃、精度为±0.1℃的恒温箱等构成(图2)。

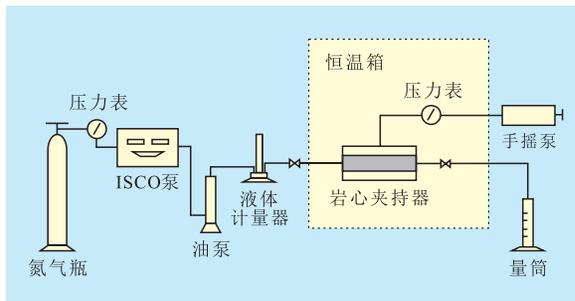


图2 启动压力梯度测定实验装置

实验岩心为与秦皇岛32-6油田渗透率级别相近的天然岩心,岩心基本参数见表1。实验用油由机油与煤油按照一定体积比配制而成,启动压力梯度测定用油25℃时粘度分别为81.855 9,145.727 5和198.798 0 mPa·s,渗流规律实验所用模拟油25℃时粘度分别为266.237,513.094和70.868 mPa·s。

岩心号	长度/cm	直径/cm	孔隙度,%	气测渗透率/10 ⁻³ μm ²
G43-21-20	4.234	2.530	19.90	361.970
G43-21-9	4.846	2.535	19.57	500.150
K6	5.680	2.520	19.82	211.684
K27	5.650	2.520	19.46	310.525
K48	5.670	2.520	18.95	658.088
K69	5.608	2.490	19.32	1 749.426
4-006V	5.539	2.497	19.54	646.590
K43	5.665	2.530	19.72	778.617
K73	5.590	2.510	19.61	1 702.159

实验步骤包括:①将恒温箱升温至地层温度或指定温度,并恒温4 h;②设定岩心两端压差,由低到高测定不同压差下原油在岩心内渗流时的流量,在特低速条件下,将液体驱替到岩心入口端,逐渐建立入口压力,观察岩心出口端有液体出现时,记录此时的压力,待流量稳定后,记录流量、温度、系统

压力和压差。

3 实验结果与影响因素分析

由于测定的液体为稠油,边界层对流体渗流的影响很大,因此,在启动压力梯度附近必须要稳定足够长的时间。由图3可以看出:当驱替流量小于等于0.003 mL/min时,测得的启动压力梯度即为岩石的真实启动压力梯度;当驱替流量大于0.003 mL/min时,由于岩心入口端压力上升很快,导致所测得的启动压力梯度大于岩石的真实启动压力梯度,且随着驱替流量的不断增大,测得的启动压力梯度与岩石的真实启动压力梯度偏差越大;当驱替流量过小时,测定时间过长。因此,将0.003 mL/min作为测定启动压力梯度的临界流量。

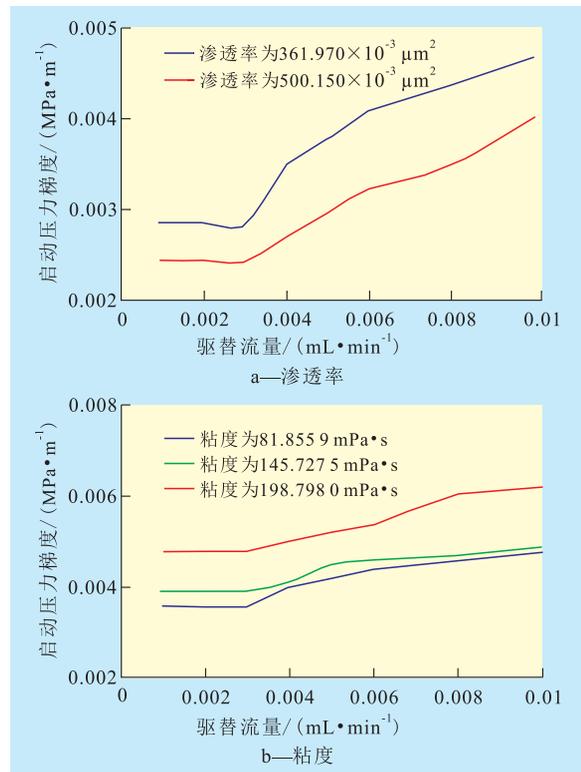


图3 不同渗透率和粘度下驱替流量与启动压力梯度的关系

由图4可以看出:在渗透率保持不变的条件下,随着粘度的增大,渗流曲线向右下方偏移的程度增大,非线性渗流段持续的压力梯度范围增大,启动压力梯度明显增大;在粘度保持不变的条件下,随着渗透率的减小,也具有同样规律。由此可知:海上稠油砂岩油藏启动压力梯度主要受储层物性和原油粘度影响;随着物性的变差,启动压力梯度增大,因渗透率受控于孔隙喉道,因此,可以说启动压力梯度的上升幅度主要受控于孔隙喉道。

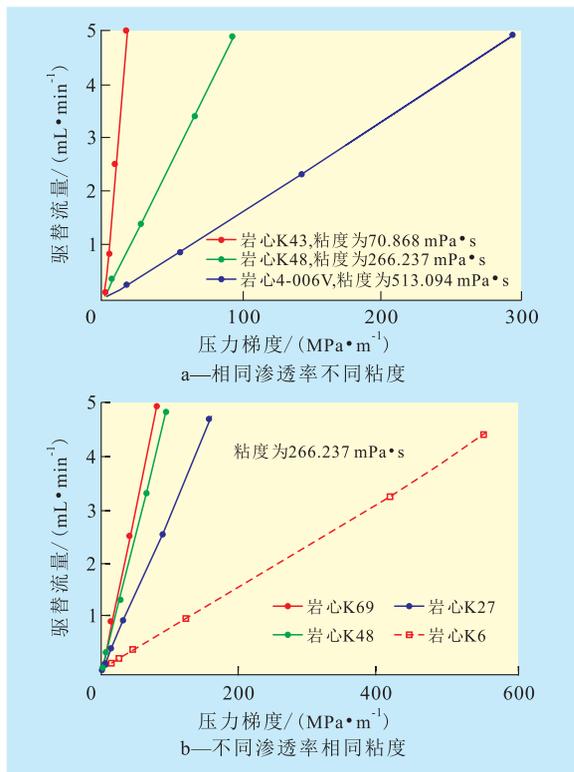


图4 稠油流量与压力梯度的关系

分析启动压力梯度与流度的关系(图5)发现:当流度小于 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 时,启动压力梯度随着流度的减小而迅速增大。因此在稠油油藏的开发过程中,要充分考虑原油粘度和油层渗透率对启动压力梯度的影响,通过采取加热降粘和添加表面活性剂等措施改变原油物性,提高流度,从而达到增产的目的。

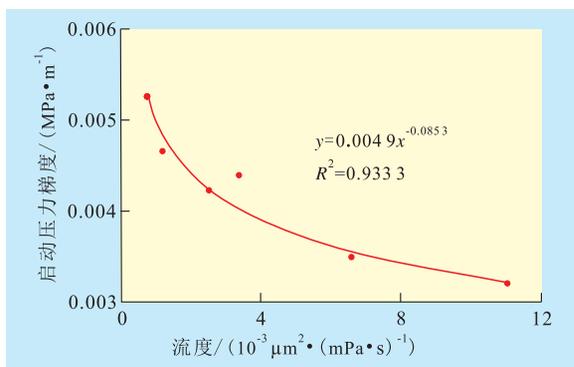


图5 启动压力梯度与流度的关系

4 启动压力梯度在稠油油藏开发中的应用

启动压力梯度在海上稠油砂岩油藏中的主要应用就是在井网部署时计算合理井距。根据渗流理论,以在无限大地层中一注一采为例,对注采井

间的压力及压力梯度变化进行研究。根据势叠加原理,2口井连线上任意点处的势为

$$\Phi_m = \frac{K}{\mu} p = \frac{q}{2\pi} \ln \frac{r}{d-r} + C \quad (1)$$

式中: Φ_m 为2口井连线上任意点处的势; K 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为地面原油粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p 为2口井连线上任意点处的压力, MPa ; q 为单位厚度产量, m^3 ; r 为2口井连线上任意点到生产井的距离, m ; d 为2口井连线上任意点到注水井的距离, m ; C 为积分常数, 由边界条件决定。

生产井和注水井井壁上任意点的势分别为

$$\Phi_w = \frac{K}{\mu} p_w = \frac{q}{2\pi} \ln \frac{r_w}{d} + C \quad (2)$$

$$\Phi_H = \frac{q}{2\pi} \ln \left(\frac{d}{r_w} \right)^2 + \Phi_w \quad (3)$$

式中: Φ_w 为生产井井壁上任意点的势; p_w 为生产井井壁附近的压力, MPa ; r_w 为井筒半径, m , 一般取值为0.1; Φ_H 为注水井井壁上任意点的势。

将势的表达式 $\Phi = \frac{K}{\mu} p$ 代入式(3)整理后可得

$$q = \frac{\pi K (p_{wi} - p_{wf})}{\mu \ln \frac{d}{r_w}} \quad (4)$$

式中: p_{wi} 为注水井井底流压, MPa ; p_{wf} 为生产井井底流压, MPa 。

将式(1)与式(2)相减,整理后可得

$$p = p_w + \frac{\mu}{K} \times \frac{q}{2\pi} \ln \frac{rd}{r_w(d-r)} \quad (5)$$

将式(4)代入式(5),整理后对 r 求导,得到压力梯度的表达式为

$$\frac{dp}{dr} = \frac{p_{wi} - p_{wf}}{2 \ln \frac{d}{r_w}} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{d-r} \right) \quad (6)$$

当 $r = \frac{d}{2}$ 时,此时压力梯度最小,其表达式为

$$\left(\frac{dp}{dr} \right)_{\min} = \frac{2(p_{wi} - p_{wf})}{d \ln \frac{d}{r_w}} \quad (7)$$

根据式(6)和式(7),可得到注采井间的压力梯度计算式和井间最小压力梯度,将该值与启动压力梯度进行对比,便可判断注采井距与注采压差的适应性,从而为确定合理井距提供理论依据。

对于等产量一注一采情况,在注采井中间位置压力变化最缓,压力梯度最小。要使注水受效,就必须使井间最小压力梯度足以克服启动压力梯度。

当启动压力梯度等于注采井主流线中点处的驱替压力梯度时,对应的注采井距即为技术极限井

距,其表达式为

$$\frac{2(p_{wi} - p_{wf})}{d \ln \frac{d}{r_w}} = 0.0049\lambda^{-0.1853} \quad (8)$$

式中: λ 为流度, $10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

利用式(8),通过试算法可以求出秦皇岛32-6油田技术极限井距,并通过改变生产压差得到技术极限井距与流度的关系图版(图6)。根据图版可较易得到秦皇岛32-6油田的技术极限井距,从而为开发海上稠油砂岩油藏确定合理井网密度提供理论依据。

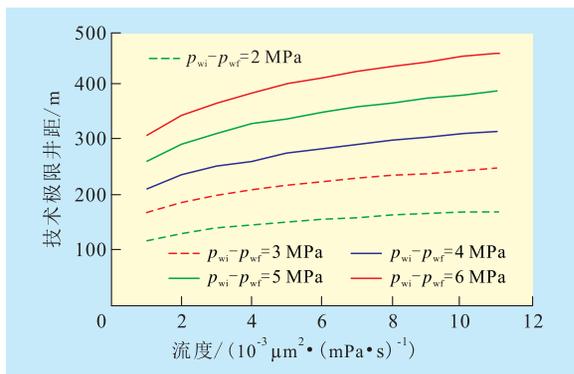


图6 不同压差下技术极限井距与流度的关系图版

5 结论

建立了测定海上稠油砂岩油藏启动压力梯度的新方法,该方法不但能快速准确地测定稠油油藏的启动压力梯度,而且很好地反映了稠油的渗流规律,为研究海上稠油砂岩油藏非达西渗流现象提供了有效的实验手段。

启动压力梯度受原油粘度、渗透率等影响,通过对实验数据的回归最终可由流度来表征,当流度较小时,随流度的增加启动压力梯度下降较快;随着流度的不断增加,启动压力梯度降幅减缓。所以在稠油油藏的开发过程中,加热降粘、添加表面活

性剂等增产措施,可以改变原油物性,是比较可行的增产方法。

通过建立的启动压力梯度与流度的关系式绘制了不同压差下技术极限井距与流度的关系图版,为开发海上稠油砂岩油藏确定合理井网密度提供了理论依据。目前对启动压力梯度的实验研究是基于流体性质、渗透率和温度等宏观因素的分析,鉴于启动压力梯度对稠油油藏开发的重要性,需要进行深入的微观机理研究,建议将启动压力梯度与流体饱和度、孔喉半径、边界层厚度的定量分析作为今后研究重点。

参考文献:

- [1] 张凯,李阳,王琳娜,等.稠油流变特性实验研究[J].油气地质与采收率,2007,14(5):91-94.
- [2] 张跃雷,程林松,李春兰,等.稠油流变性及启动压力梯度的实验研究[J].新疆石油天然气,2007,3(3):28-30.
- [3] 罗宪波,李波,刘英,等.存在启动压力梯度储层动用半径确定[J].中国海上油气,2009,21(3):248-250.
- [4] 许家峰,程林松,李春兰,等.普通稠油油藏启动压力梯度求解方法与应用[J].特种油气藏,2006,13(4):54-57.
- [5] 吴淑红,张锐.稠油非牛顿渗流的数值模拟研究[J].特种油气藏,1999,6(3):25-28.
- [6] 张代燕,彭军,谷艳玲,等.稠油油藏启动压力梯度实验[J].新疆石油地质,2012,33(2):202-204.
- [7] 田冀,许家峰,程林松.普通稠油启动压力梯度表征及物理模拟方法[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(3):159-162.
- [8] 赵益忠,程远方,刘钰川,等.启动压力梯度对低渗透油藏微观渗流及开发动态的影响[J].油气地质与采收率,2013,20(1):67-69,73.
- [9] 徐运婷,徐启,郭永贵,等.低渗透油藏渗流机理研究及应用[M].北京:石油工业出版社,2006:47-56.
- [10] 汪全林,唐海,吕栋梁,等.低渗透油藏启动压力梯度实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(1):97-100.
- [11] 刘丽.低渗透油藏启动压力梯度的应力敏感性实验研究[J].油气地质与采收率,2012,19(2):81-83.

编辑 常迎梅

欢迎投稿 欢迎订阅