



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 108266165 A

(43)申请公布日 2018.07.10

(21)申请号 201810034613.5

(22)申请日 2018.01.15

(71)申请人 中国石油化工股份有限公司
地址 100728 北京市朝阳区朝阳门北大街
22号

(72)发明人 郑永旺

(74)专利代理机构 南京正联知识产权代理有限
公司 32243

代理人 王素琴

(51) Int. Cl.

E21B 43/16(2006.01)

E21B 47/06(2012.01)

E21B 47/07(2012.01)

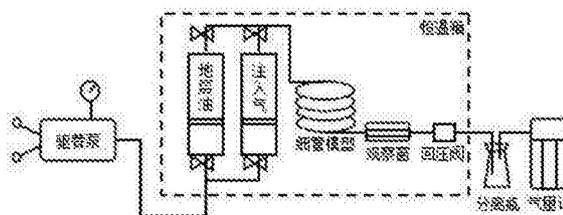
权利要求书2页 说明书7页 附图1页

(54)发明名称

低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法

(57)摘要

本发明提供一种低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,包括如下步骤:采用细管驱替实验法获取4个或4个以上样品最小混相压力及基础参数;采用理论公式法代入4个或4个以上样品的基础参数计算获取样品最小混相压力;通过对比细管驱替实验法和理论公式法得出相同样品的最小混相压力误差,选择4个样品基础参数代入对数公式后建立增广矩阵后解得经验常数;再拟合低渗油藏最小混相压力与基础参数得计算公式模型;本发明保持细管实验法测定最小混相压力较为准确,理论公式法计算更为简便快捷,成本更低有点的同时,实现满足苏北盆地低渗油藏计算要求,新推导计算公式计算精度高,理论基础强,工作量小,适合苏北盆地低渗油藏使用。



1. 一种低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,其特征在于包括如下步骤:

- (1) 采用细管驱替实验法获取4个或4个以上样品最小混相压力及基础参数;
- (2) 采用理论公式法代入4个或4个以上样品的基础参数计算获取样品最小混相压力;
- (3) 通过对比细管驱替实验法和理论公式法得出相同样品的最小混相压力误差,选择4个样品基础参数代入对数公式(2):

$$\ln P_{mm} = \ln a + b \ln T + c (\ln X_{vol} - \ln X_{int}) + d \ln MC_{7+},$$

建立增广矩阵后解得经验常数a、b、c和d;

- (4) 拟合低渗油藏最小混相压力与基础参数得计算公式(1)模型:

$$P_{mm} = aT^b \left[\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right]^c M_{c7+}^d$$

式中:P_{mm}为最小混相压力,MPa;T为地层温度,°C;MC₇₊为C₇以上组分相对分子量;X_{vol}为挥发烃组分含量,mo1%;X_{int}为中间烃组分含量,mo1%;a、b、c、d为经验常数。

2. 根据权利要求1所述的低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,其特征在于经验常数a、b、c、d按如下步骤获得:

- 1) 选取4个样品基础参数建立增广矩阵:

$$\begin{bmatrix} 1 & \ln T_{\text{样品1}} & (\ln X_{vol} - \ln X_{int})_{\text{样品1}} & \ln MC_{7+ \text{样品1}} & \ln P_{mm \text{样品1}} \\ 1 & \ln T_{\text{样品2}} & (\ln X_{vol} - \ln X_{int})_{\text{样品2}} & \ln MC_{7+ \text{样品2}} & \ln P_{mm \text{样品2}} \\ 1 & \ln T_{\text{样品3}} & (\ln X_{vol} - \ln X_{int})_{\text{样品3}} & \ln MC_{7+ \text{样品3}} & \ln P_{mm \text{样品3}} \\ 1 & \ln T_{\text{样品4}} & (\ln X_{vol} - \ln X_{int})_{\text{样品4}} & \ln MC_{7+ \text{样品4}} & \ln P_{mm \text{样品4}} \end{bmatrix}$$

- 2) 解增广矩阵得Lna、b、c和d,令z=Lna,则a=e^z。

3. 根据权利要求1所述的低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,其特征在于:所述理论公式法采用的5个理论公式包括:公式(3)、公式(4)、公式(5)、公式(6)和公式(7),

$$\text{公式(3)} P_{mm} = -[1.5832 + 0.19038(1.8T + 32) - 0.00031986(1.8T + 32)^2]$$

$$\text{公式(4)} P_{mm} = -[-4.8913 + 0.0415(1.8T + 32) - 0.0015974(1.8T + 32)^2]$$

$$\text{公式(5)} P_{mm} = 0.15988 \times (1.8T + 32)^{0.744206 + 0.0011038MC_{5+} + 0.0015279MCPI}$$

$$\text{公式(6)} P_{mm} = 8.78 \times 10^{-6} (1.8T + 32)^{1.06} MC_{5+}^{1.78} (X_{vol}/X_{int})^{0.136}$$

公式(7)当原油组分中C₂₋₆摩尔含量大于18%时:

$$P_{mm} = 810.3 - 3.404MC_{7+} + (1.7 \times 10^{-9} \times MC_{7+}^{3.73} \times \exp 786.8MC_{7+}^{1.058}) \times (1.8T + 32)$$

当原油组分中C₂₋₆摩尔含量小于18%时:

$$P_{mm} = 2947.9 - 3.404MC_{7+} + (1.7 \times 10^{-9} \times MC_{7+}^{3.73} \times \exp 786.8MC_{7+}^{1.058}) \times (1.8T + 32) - 121.2X_{2-6}$$

其中:P_{mm}为最小混相压力,MPa;T为油藏温度,°C;MC₅₊为C₅以上组分相对分子量;MCPI为CO₂及N₂含量,mo1%;X_{vol}为挥发烃组分含量,mo1%;X_{int}为中间烃组分含量,mo1%;MC₇₊为

C₇以上组分相对分子量;X₂₋₆为C₂₋₆摩尔含量,mol%。

4. 根据权利要求1或2所述的低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,其特征在于:选择代入公式(2)建立增广矩阵的样品符合样品最小混相压力与样品基础参数有指数函数关系。

5. 根据权利要求1所述的低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,其特征在于:样品基础参数包括地层温度、挥发烃组分含量、中间烃组分含量和C₇以上组分相对分子量。

低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法

技术领域

[0001] 本发明涉及CO₂驱技术领域,特别是适用于苏北低渗透油藏埋藏深、地层温度高、油质重特点的CO₂最小混相压力计算方法。

背景技术

[0002] 苏北盆地古近系古新统阜宁组、泰州组油藏绝大部分为陆相低渗油藏,储量规模占总储量得80%以上,除物性差外,还伴有强水敏特征,因此水驱开发难度大。CO₂混相驱在苏北盆地低渗油藏中展现出了巨大的潜力,是下一步稳产、上产的重要保证,在编制CO₂驱方案和经济评价时,判断油藏能否实现混相是一项重要的研究内容。

[0003] 目前国内外研究中,主要有细管驱替实验法和公式法两种,细管驱替实验法测定较为准确,但要求实验样品为高压物性样,在无新井投产时取样不甚方便,实验工作量也较大,同时实验条件所限,结果存在一定局限性的问题;国内外三次采油领域专家对理论公式法计算最小混相压力一直未停止探索,国外以美国研究最多,国内大庆、胜利油田均建立过适应本油田经验公式,从公式分析来看,公式法存在对地层原油温度和原油组分敏感性低,计算误差大的问题,只适用油藏主要为低温油藏,原油主要为海相轻质油。苏北盆地开展CO₂驱先导及推广应用多年,但目前尚未建立有效预测最小混相压力的计算方法,本文正是着力于此,尝试建立适用于苏北低渗油藏最小混相压力计算方法。

发明内容

[0004] 本发明的目的是提供一种低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,解决细管实验法测定最小混相压力实验工作量较大,样品要求严格,及理论公式计算法难以满足苏北盆地低渗油藏计算要求,理论基础不强、误差大精度不高的问题。

[0005] 为了实现上述目的,本发明提供的技术方案是:一种低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,包括如下步骤:

[0006] (1) 采用细管驱替实验法获取4个或4个以上样品最小混相压力及基础参数;

[0007] (2) 采用理论公式法代入4个或4个以上样品的基础参数计算获取样品最小混相压力;

[0008] (3) 通过对比细管驱替实验法和理论公式法得出相同样品的最小混相压力误差,选择4个样品基础参数代入对数公式(2):

[0009] $\ln P_{mm} = \ln a + b \ln T + c (\ln X_{vol} - \ln X_{int}) + d \ln MC_{7+}$,

[0010] 建立增广矩阵后解得经验常数a、b、c和d;

[0011] (4) 拟合低渗油藏最小混相压力与基础参数得计算公式(1)模型:

$$[0012] \quad P_{mm} = aT^b \left[\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right]^c M_{c7+}^d$$

[0013] 式中:P_{mm}为最小混相压力,MPa;T为地层温度,°C;MC₇₊为C₇以上组分相对分子量;

X_{vol} 为挥发烃组分含量(CO_2 与 N_2),mol%; X_{int} 为中间烃组分含量,mol%; a 、 b 、 c 、 d 为经验常数。

[0014] 经验常数 a 、 b 、 c 、 d 按如下步骤获得:

[0015] 1) 选取4个样品基础参数建立增广矩阵:

$$[0016] \begin{pmatrix} 1 & \text{Ln}T_{\text{样品1}} & (\text{Ln}X_{vol}-\text{Ln}X_{int})_{\text{样品1}} & \text{Ln}Mc_{7+ \text{样品1}} & \text{Ln}P_{\text{m}}_{\text{样品1}} \\ 1 & \text{Ln}T_{\text{样品2}} & (\text{Ln}X_{vol}-\text{Ln}X_{int})_{\text{样品2}} & \text{Ln}Mc_{7+ \text{样品2}} & \text{Ln}P_{\text{m}}_{\text{样品2}} \\ 1 & \text{Ln}T_{\text{样品3}} & (\text{Ln}X_{vol}-\text{Ln}X_{int})_{\text{样品3}} & \text{Ln}Mc_{7+ \text{样品3}} & \text{Ln}P_{\text{m}}_{\text{样品3}} \\ 1 & \text{Ln}T_{\text{样品4}} & (\text{Ln}X_{vol}-\text{Ln}X_{int})_{\text{样品4}} & \text{Ln}Mc_{7+ \text{样品4}} & \text{Ln}P_{\text{m}}_{\text{样品4}} \end{pmatrix}$$

[0017] 2) 解增广矩阵得 $\text{Ln}a$ 、 b 、 c 和 d ,令 $z=\text{Ln}a$,则 $a=e^z$ 。

[0018] 所述理论公式法采用的5个理论公式包括:公式(3)、公式(4)、公式(5)、公式(6)和公式(7),

[0019] 公式(3) $P_{\text{m}}=-[1.5832+0.19038(1.8T+32)-0.00031986(1.8T+32)^2]$

[0020] 公式(4) $P_{\text{m}}=-[-4.8913+0.0415(1.8T+32)-0.0015974(1.8T+32)^2]$

[0021] 公式(5) $P_{\text{m}}=0.15988 \times (1.8T+32)^{0.744206+0.0011038MC_5+0.0015279MCPI}$

[0022] 公式(6) $P_{\text{m}}=8.78 \times 10^{-6} (1.8T+32)^{1.06} MC_{5+}^{1.78} (X_{vol}/X_{int})^{0.136}$

[0023] 公式(7) 当原油组分中 C_{2-6} 摩尔含量大于18%时:

[0024] $P_{\text{m}}=810.3-3.404MC_{7+}+(1.7 \times 10^{-9} \times MC_{7+}^{3.73} \times \exp 786.8MC_{7+}^{1.058}) \times (1.8T+32)$

[0025] 当原油组分中 C_{2-6} 摩尔含量小于18%时:

[0026] $P_{\text{m}}=2947.9-3.404MC_{7+}+(1.7 \times 10^{-9} \times MC_{7+}^{3.73} \times \exp 786.8MC_{7+}^{1.058}) \times (1.8T+32)-121.2X_{2-6}$

[0027] 其中: P_{m} 为最小混相压力,MPa; T 为油藏温度, $^{\circ}C$; MC_{5+} 为 C_5 以上组分相对分子量; $MCPI$ 为 CO_2 及 N_2 含量,mol%; X_{vol} 为挥发烃组分含量,mol%; X_{int} 为中间烃组分含量,mol%; MC_{7+} 为 C_7 以上组分相对分子量; X_{2-6} 为 C_{2-6} 摩尔含量,mol%。

[0028] 选择代入公式(2)建立增广矩阵的样品符合样品最小混相压力与样品基础参数有指数函数关系。

[0029] 样品基础参数包括地层温度、挥发烃组分含量、中间烃组分含量和 C_7 以上组分相对分子量。

[0030] 本发明中的细管驱替实验法,即是用一个充填石英砂的不锈钢盘管模型,模拟油藏温压条件下的简易一维物理模型。在该物理模型下,模拟流体注入多孔介质中驱替地层中的原油,使得 CO_2 气与原油实现多次接触并发生组分交换,当压力达到最小混相压力(MMP),由于注入气与流体达到动态混相,因此相对未混相条件驱替效率大幅提高,压力继续增加后,则提高幅度变小,将此拐点压力值作为最小混相压力值;

[0031] 本发明中的理论公式法主要为目前 CO_2 驱领域主流的四种计算方法的五个公式进行对比分析研究。

[0032] ①1998年Yelling&Metcalf提出外推CO₂蒸汽压曲线使其等于最小混相压力,从而根据油藏温度预测CO₂驱最小混相压力的方法,同时采收率所也提出了类似经验公式。

[0033] Yelling&Metcalf:

$$[0034] \quad P_{mm} = -[1.5832 + 0.19038(1.8T + 32) - 0.00031986(1.8T + 32)^2]$$

[0035] ②原石油部采收率所PRI关联式:

$$[0036] \quad P_{mm} = -[-4.8913 + 0.0415(1.8T + 32) - 0.0015974(1.8T + 32)^2]$$

[0037] P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃。

[0038] 从两个关联式中可以看出,当油藏温度较大时,公式第三项负值较大,修正系数明显偏小,公式存在明显缺陷,适用范围窄,各油区差别大,修正系数需重新回归求取。

[0039] ③Cronquist在前人研究及总结的基础上,认为CO₂与原油最小混相压力除地层温度外,与原油组分关系密切,于是提出Cronquist.MMP关联式:

$$[0040] \quad P_{mm} = 0.15988 \times (1.8T + 32)^{0.744206 + 0.0011038MC_{5+} + 0.0015279MCPI}$$

[0041] 式中,P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃;MC₅₊:C₅以上组分相对分子量;MCPI:CO₂及N₂含量,mol%。

[0042] ④Alston考虑了在考虑温度、MC₅₊重质组分相对分子量影响外,还考虑了中间烃组分的影响,根据大量实验数据回归出关联式:

$$[0043] \quad P_{mm} = 8.78 \times 10^{-6} (1.8T + 32)^{1.06} MC_{5+}^{1.78} (X_{vol}/X_{int})^{0.136}$$

[0044] 式中,P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃;MC₅₊:C₅以上组分相对分子量;X_{vol}:挥发烃组分含量,mol%;X_{int}:中间烃组分含量,mol%。

[0045] ⑤Glaso在Benham等前人图版法研究的基础上,发现当中间烃组分大于18%时,中间烃组分对MMP没有影响,只有当中间烃组分小于18%时,才会在一定程度上降低MMP。因此区分两种情况,对MMP作出预测:

[0046] 当原油组分中C₂₋₆摩尔含量大于18%时:

$$[0047] \quad P_{mm} = 810.3 - 3.404MC_{7+} + (1.7 \times 10^{-9} \times MC_{7+}^{3.73} \times \exp 786.8MC_{7+}^{1.058}) \times (1.8T + 32)$$

[0048] 当原油组分中C₂₋₆摩尔含量小于18%时:

$$[0049] \quad P_{mm} = 2947.9 - 3.404MC_{7+} + (1.7 \times 10^{-9} \times MC_{7+}^{3.73} \times \exp 786.8MC_{7+}^{1.058}) \times (1.8T + 32) - 121.2X_{2-6}$$

[0050] 式中,P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃;MC₇₊:C₇以上组分相对分子量;X₂₋₆:C₂₋₆摩尔含量,mol%。

[0051] 本发明通过对样品原油组分基础参数分析、理论公式法及细管驱替法实验测定结果、误差结果分析可以获得对拟合苏北低渗油藏最小混相压力具有指导意义的以下三个重要的结论:

[0052] 一是在考虑了中间烃组分和重质组分的影响后,误差明显得到减小,表明理论计算中,在重组分占比较大时,必须区分重质组分和轻质组分的影响。

[0053] 二是Glaso误差较Cronquist、Alston更小,Cronquist、Alston公式的共同特点是重质组分考虑的是MC₅₊,而公式中Glaso公式考虑的是MC₇₊,由此可见,在苏北油藏及原油性质的条件下,公式中采用MC₇₊组分来研究更为可靠。

[0054] 三是从前人研究及实验统计数据均可以看出,最小混相压力与地层温度、各组分含量具有指数函数关系。以温度为例,误差较小的Cronquist、Alston、Glaso公式均为指数

关系,另外,从代表样品来看,最小混相压力与地层温度在不考虑其他因素的影响下,指数函数回归结果一次拟合相关系数达0.9381,表明指数函数相关性良好,可作为公式回归的基本形式。

[0055] 本发明的有益效果是在保持细管实验法测定最小混相压力较为准确,理论公式法计算更为简便快捷,成本更低有点的同时,实现满足苏北盆地低渗油藏计算要求,新推导计算公式计算精度高,理论基础强,工作量小,适合苏北盆地低渗油藏使用。

附图说明

[0056] 图1为本发明实施例细管驱替法试验装置流程图;

[0057] 图2为本发明实施例驱油效率与驱替压力关系图;

[0058] 图3为本发明实施例苏北低渗油藏最小混相压力与地层温度关系图。

具体实施方式

[0059] 下面结合附图详细说明本发明的优选实施例。

[0060] 实施例如图1、图2和图3所示,本实施例提供一种低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算方法,包括如下步骤:

[0061] (1) 采用细管驱替实验法获取5个样品最小混相压力及基础参数;

[0062] (2) 采用理论公式法代入5个样品的基础参数计算获取样品最小混相压力;

[0063] (3) 通过对比细管驱替实验法和理论公式法得出相同样品的最小混相压力误差,选择4个样品基础参数代入对数公式(2):

[0064] $\ln P_{mm} = \ln a + b \ln T + c (\ln X_{vol} - \ln X_{int}) + d \ln MC_{7+}$,

[0065] 建立增广矩阵后解得经验常数a、b、c和d;

[0066] (4) 拟合低渗油藏最小混相压力与基础参数得计算公式(1)模型:

$$[0067] \quad P_{mm} = aT^b \left[\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right]^c M_{C_{7+}}^d$$

[0068] 式中:P_{mm}为最小混相压力,MPa;T为地层温度,°C;MC₇₊为C₇以上组分相对分子量;X_{vol}为挥发烃组分含量(CO₂与N₂),mol%;X_{int}为中间烃组分含量,mol%;a、b、c、d为经验常数。

[0069] 本实施例测定最小混相压力之一为采用细管驱替实验法,即用一个充填石英砂的不锈钢盘管模型,模拟油藏温压条件下的简易一维物理模型。在该物理模型下,模拟流体注入多孔介质中驱替地层中的原油,使得CO₂气与原油实现多次接触并发生组分交换(图1),当压力达到最小混相压力(MMP),由于注入气与流体达到动态混相,因此相对未混相条件驱替效率大幅提高,压力继续增加后,则提高幅度变小,将此拐点压力值作为最小混相压力值。

[0070] 以苏北盆地某低渗油藏为例,细管驱替实验中,驱替压力超过27MPa以上时,注入1.2PVCO₂时原油采收率都超过90%,且随着压力升高,采收率增加缓慢。以驱替压力为横坐标,原油采收率为纵坐标作图,得出两线交点为26.62MPa。依据细管混相标准,结合实验结果认为:在地层温度96.6°C下,注入CO₂气与该油藏原油的最小混相压力为26.62MPa(图2)。

[0071] 从实验方法和结果来看,细管驱替法测定最小混相压力较为准确,但实验工作量较大,样品要求较高,同时由于实验条件的局限性,实验无法模拟粘性指进、重力超覆和扩散等因素的影响。

[0072] 与实验法相比,本实施例采用之一的理论公式法具有工作量小、成本低等优势,目前公开发表的公式有20余种,但适用油藏主要为低温油藏,原油主要为海相轻质油。下面对目前CO₂驱领域主流的四种计算方法进行对比分析研究。

[0073] ①1998年Yelling&Metcalfe提出外推CO₂蒸汽压曲线使其等于最小混相压力,从而根据油藏温度预测CO₂驱最小混相压力的方法,同时采收率所也提出了类似经验公式。

[0074] Yelling&Metcalfe:

$$[0075] \quad P_{mm} = -[1.5832 + 0.19038(1.8T + 32) - 0.00031986(1.8T + 32)^2]$$

[0076] ②原石油部采收率所PRI关联式:

$$[0077] \quad P_{mm} = -[-4.8913 + 0.0415(1.8T + 32) - 0.0015974(1.8T + 32)^2]$$

[0078] P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃。

[0079] 从两个关联式中可以看出,当油藏温度较大时,公式第三项负值较大,修正系数明显偏小,公式存在明显缺陷,适用范围窄,各油区差别大,修正系数需重新回归求取。

[0080] ③Cronquist在前人研究及总结的基础上,认为CO₂与原油最小混相压力除地层温度外,与原油组分关系密切,于是提出Cronquist.MMP关联式:

$$[0081] \quad P_{mm} = 0.15988 \times (1.8T + 32)^{0.744206 + 0.0011038M_{C5+} + 0.0015279MCPI}$$

[0082] 式中,P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃;M_{C5+}:C₅以上组分相对分子量;MCPI:CO₂及N₂含量,mol%。

[0083] ④Alston考虑了在考虑温度、M_{C5+}重质组分相对分子量影响外,还考虑了中间烃组分的影响,根据大量实验数据回归出关联式:

$$[0084] \quad P_{mm} = 8.78 \times 10^{-6} (1.8T + 32)^{1.06} M_{C5+}^{1.78} (X_{vol}/X_{int})^{0.136}$$

[0085] 式中,P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃;M_{C5+}:C₅以上组分相对分子量;X_{vol}:挥发烃组分含量,mol%;X_{int}:中间烃组分含量,mol%。

[0086] ⑤Glaso在Benham等前人图版法研究的基础上,发现当中间烃组分大于18%时,中间烃组分对MMP没有影响,只有当中间烃组分小于18%时,才会在一定程度上降低MMP。因此区分两种情况,对MMP作出预测:

[0087] 当原油组分中C₂₋₆摩尔含量大于18%时:

$$[0088] \quad P_{mm} = 810.3 - 3.404M_{C7+} + (1.7 \times 10^{-9} \times M_{C7+}^{3.73} \times \exp 786.8M_{C7+}^{1.058}) \times (1.8T + 32)$$

[0089] 当原油组分中C₂₋₆摩尔含量小于18%时:

$$[0090] \quad P_{mm} = 2947.9 - 3.404M_{C7+} + (1.7 \times 10^{-9} \times M_{C7+}^{3.73} \times \exp 786.8M_{C7+}^{1.058}) \times (1.8T + 32) - 121.2X_{2-6}$$

[0091] 式中,P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:油藏温度,℃;M_{C7+}:C₇以上组分相对分子量;X₂₋₆:C₂₋₆摩尔含量,mol%。

[0092] 本实施例以苏北盆地5个具有代表性的低渗油藏为例,分别以以上5个理论公式计算最小混相压力,得表2苏北低渗油藏原油组分分析参数及实验测定MMP,并与细管驱替实验法测定基础参数结果得表1苏北低渗油藏原油组分分析参数及实验测定MMP,进行对比分析。

[0093] 表1

样品	地层 温度	M_{C_5+}	M_{C_7+}	MCPI	C_{2-4} 含量	C_{2-6} 含量	实验测定 MMP
		°C	分子量	分子量	mol%	mol%	
[0094] 1	96.6	217.0	224.0	0.67	6.99	10.96	26.62
2	103	222.3	233.1	0.84	3.95	9.89	29.23
3	110	262.4	269.7	1.31	1.05	4.37	29.34
4	84	202.9	208.4	2.21	0.85	5.85	22.11
5	107	284.5	320.6	2.25	8.67	13.3	29.54

[0095] 从表1原油样品实验测定结果来看,苏北低渗油藏由于埋藏较深,因此地层温度一般较高,最高地层温度为110°C。从油品来看,重质组分分子量较大,5个样品中, M_{C_5+} 最大分子量为284.5, M_{C_7+} 最大分子量为320.6,而中间烃组分含量这较低, C_{2-4} 及 C_{2-6} 摩尔含量均低于18%。从实验测定最小混相压力来看,压力总体偏高,且与地层温度相关性较好。

[0096] 表2

样品	Y&M	误差	PRI	误差	Cronquist	误差	Alston	误差	Glaso	误差
	MPa	%	MPa	%	MPa	%	MPa	%	MPa	%
[0097] 1	9.87	62.9	15.79	40.7	20.91	21.4	17.97	32.5	24.19	9.1
2	12.74	56.4	17.56	39.9	22.79	22.0	22.14	24.3	26.74	8.5
3	16.18	44.9	19.65	33.0	30.79	4.9	40.18	36.9	36.18	23.3
4	4.99	77.4	12.68	42.7	17.40	21.3	22.07	0.2	25.77	16.6
5	14.67	50.3	18.74	36.6	34.55	17.0	36.54	23.7	35.51	20.2
平均		58.4		38.6		17.3		23.5		15.6

[0098] 从表2预测结果与实验结果误差分析来看,Yelling&Metcalf及采收率所PRI预测方法误差最大,平均误差最大达58.4%,其原因主要为该公式拟合参数主要适合埋藏浅的低温油藏,对埋藏深的高温油藏适应性差。Cronquist、Alston、Glaso公式计算结果误差略低,Glaso公式平均误差最小,但从误差数据来看,地层温度较高、 M_{C_5+} 或 M_{C_7+} 重组分分子量较大的3、5号样品误差依然较大,平均误差15.6%,依然超过误差要求。

[0099] 从表1和表2原油组分分析及实验测定结果、误差结果分析可以获得三个重要的结论,对拟合苏北低渗油藏最小混相压力具有指导意义。

[0100] 一是从前两种方法与后三种方法的对比来看,在考虑了中间烃组分和重质组分的影响后,误差明显得到减小,从最高58.4%降低到15.6%,表明理论计算中,但重组分占比较大时,必须区分重质组分和轻质组分的影响。

[0101] 二是Glaso误差较Cronquist、Alston更小,Cronquist、Alston公式的共同特点是重质组分考虑的是 M_{C_5+} ,而公式中Glaso公式考虑的是 M_{C_7+} ,由此可见,在苏北油藏及原油性质的条件下,公式中采用 M_{C_7+} 组分来研究更为可靠。

[0102] 三是从前人研究及实验统计数据均可以看出,最小混相压力与地层温度、各组分含量具有指数函数关系(图3)。以温度为例,误差较小的Cronquist、Alston、Glaso公式3个公式均为指数关系,另外,从5个代表样品来看,最小混相压力与地层温度在不考虑其他因素的影响下,指数函数回归结果一次拟合相关系数达0.9381,表明指数函数相关性良好,可

作为公式回归的基本形式。

[0103] 综合以上分析,本实施例对苏北低渗油藏MMP计算公式拟合,设定苏北低渗油藏最小混相压力与温度、组分关系的基本计算公式(1)模型为:

$$[0104] \quad P_{mm} = aT^b \left[\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right]^c M_{c7+}^d$$

[0105] 对公式(1)两边取对数后可以写为对数公式(2):

$$[0106] \quad \ln P_{mm} = \ln a + b \ln T + c (\ln X_{vol} - \ln X_{int}) + d \ln M_{c7+}$$

[0107] 将表1和表2中样品1、3、4和5参数代入公式(2),变换后可得增广矩阵:

$$[0108] \quad \begin{array}{l} \left| \begin{array}{ccccc} 1 & 5.3272935 & -2.794729848 & 5.411470066 & 3.281662813 \\ 1 & 5.4380793 & -1.204735872 & 5.59725803 & 3.378951773 \\ 1 & 5.2105785 & -0.973449146 & 5.339316671 & 3.096029995 \\ 1 & 5.414321 & -1.776833819 & 5.770256228 & 3.385745277 \end{array} \right| \end{array}$$

[0109] 解增广矩阵,可求得经验常数:

$$[0110] \quad a=0.040409; b=1.1021; c=-0.0273; d=0.1002$$

[0111] 因此,苏北盆地低渗油藏CO₂驱最小混相压力计算公式(1)可写为公式(8):

$$[0112] \quad P_{mm} = 0.040409(1.8T + 32)^{1.1021} \left[\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right]^{-0.0273} M_{c7+}^{0.1002}$$

[0113] 式中单位:P_{mm}:最小混相压力,MPa;T:地层温度,°C;M_{c7+}:C₇以上组分相对分子量;X_{vol}:挥发烃组分含量(CO₂与N₂),mol%;X_{int}:中间烃组分含量,mol%。

[0114] 以本实施例公式(8)计算的苏北盆地某阜宁组低渗油藏CO₂驱最小混相压力值为28.12MPa,与实验测定误差为3.8%,满足精度要求。

[0115] 本实施例的有益效果是新推导计算公式的计算精度高,计算误差3.8%,适合苏北盆地低渗油藏使用。

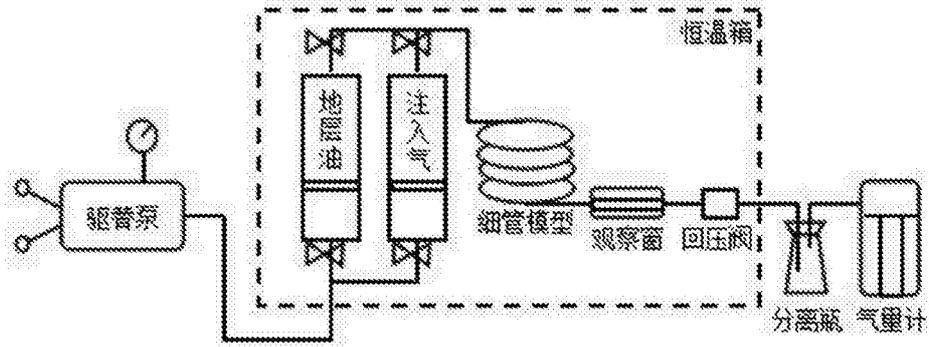


图1

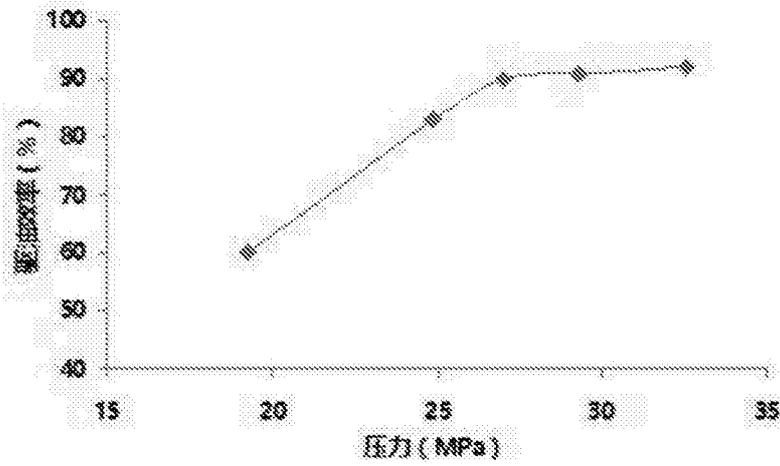


图2

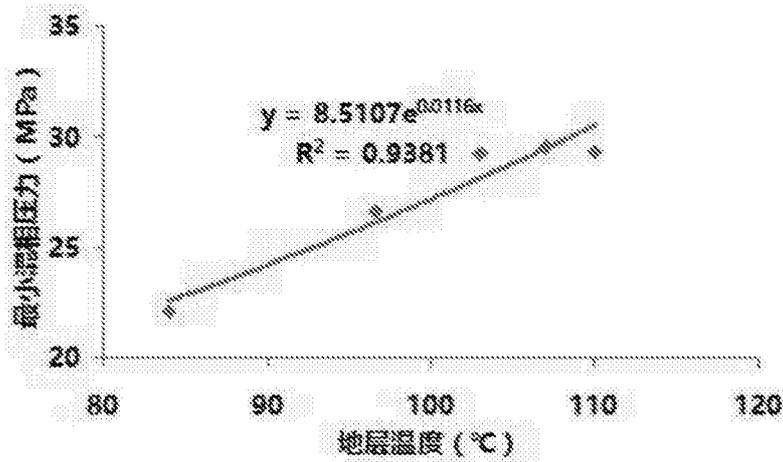


图3