

液态 CO₂ 前置压裂地面管线堵塞模拟及抑制方法

罗明良^{1,2}, 罗帅², 李钦朋², 司晓冬², 李靖³, 高燕³

(1. 非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)), 山东青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 3. 中国石油川庆钻探长庆井下技术作业公司, 陕西西安 710018)

摘要:应用自制管道流动安全可视化评价装置模拟液态 CO₂ 前置压裂管线或放空阀门附近水合物及干冰生成过程, 结合 CO₂ 相态预测, 明确液态 CO₂ 前置压裂地面管线潜在堵塞类型及因素, 优选适应液态 CO₂ 前置压裂的管线堵塞物抑制剂, 并通过数值模拟方法考察地面管线中堵塞物抑制剂驱替液态 CO₂ 过程, 改进液态 CO₂ 前置压裂泵注流程。结果表明:地面管线压力为 3.0 MPa 时, 液态 CO₂ 直接放空会在阀门及附近管线中形成干冰; 当液态 CO₂ 泵注结束后连续注入水基压裂液时, 潜在堵塞物为水基压裂液结冰及少量 CO₂ 水合物形成的混合物; 优选的堵塞物抑制剂冰点低于 -30 °C, 与水基压裂液及液态 CO₂ 配伍良好; 通过向地面压裂管线泵注 0.53 m³ 堵塞物抑制剂循环约 1 min 驱替残余液态 CO₂, 管线温度可迅速恢复至 0 °C 以上; 矿场应用表明, 一套压裂机组即可实现液态 CO₂ 与水基压裂液连续泵注, 施工过程未出现管线及阀门堵塞, 施工时间由 3~4 d 缩短至 0.5 d, 降低了液态 CO₂ 前置压裂施工风险。

关键词:液态 CO₂; 前置压裂; 堵塞物; 抑制剂; 数值模拟

中图分类号:TE 357 **文献标志码:**A

引用格式:罗明良, 罗帅, 李钦朋, 等. 液态 CO₂ 前置压裂地面管线堵塞模拟及抑制方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(2): 91-99.

LUO Mingliang, LUO Shuai, LI Qinpeng, et al. Simulation of surface pipeline plugging during liquid CO₂ pre-fracturing and its inhibition method[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(2): 91-99.

Simulation of surface pipeline plugging during liquid CO₂ pre-fracturing and its inhibition method

LUO Mingliang^{1,2}, LUO Shuai², LI Qinpeng², SI Xiaodong², LI Jing³, GAO Yan³

(1. Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development (China University of Petroleum (East China)), Ministry of Education, Qingdao 266580, China;

2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

3. Changqing Downhole Technical Operation Company, Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, PetroChina, Xi'an 710018, China)

Abstract: A visual device that can evaluate the flow of fracturing fluid in pipeline was used to investigate the formation of hydrate and dry ice at the venting valve and in nearby pipeline. The forms of the potential blockage of the pipeline and their influence factors in the process using liquid CO₂ for pre-fracturing were studied combined with the prediction CO₂ phases at different conditions. Plug inhibitors for liquid CO₂ fracturing pipeline were selected. The process of plug inhibitors displacing liquid CO₂ was investigated by a numerical simulation method and the pumping procedure of liquid CO₂ was also modified. The results show that, when the pipeline pressure with liquid CO₂ is around 3.0 MPa, dry ice can be formed at the valve and in its nearby pipeline if liquid CO₂ is directly released. When a water-based fracturing fluid is continuously injected after liquid CO₂ injection, the blockage of the surface pipeline is mainly caused by the freezing of the water-based fracturing fluid and

收稿日期:2019-06-28

基金项目:国家自然科学基金项目(51874334, 51674278);山东省自然科学基金项目(ZR2018MEE010);“十三五”国家科技重大专项(2017ZX005030005)

作者简介:罗明良(1974-),男,教授,博士,研究方向为油田化学与增产改造新技术。E-mail:yfsailing_wxg@163.com。

a small amount carbon dioxide hydrate. The preferred plug inhibitor should have a freezing point below $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ and is compatible with the water-based fracturing fluid and liquid CO_2 . The residual liquid CO_2 can be displaced by pumping about 0.53 m^3 plug inhibitor in the surface pipeline for around 1 min, and the temperature in the pipeline can be quickly increased to above $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. A pilot testing shows that a single set of fracturing facility can be used to conduct continuous pumping of liquid CO_2 and water-based fracturing fluid. There was no pipeline blockage during the fracturing process and the operation time was shortened from 3–4 d to 0.5 d. The blockage risks of liquid CO_2 fracturing can be significantly reduced.

Keywords: liquid CO_2 ; pre-fracturing; blockage; inhibitor; numerical simulation

常规水力压裂存在对水敏或水锁性储层伤害较大、耗水量较大、环保矛盾突出等问题, CO_2 干法压裂技术虽具有低滤失、高返排等优点^[1], 但是液态 CO_2 黏度低, 携砂和造缝能力较差, 限制了压裂改造规模。因此矿场实践过程中提出液态 CO_2 前置压裂工艺, 该方法充分利用液态 CO_2 低伤害、易返排与水基压裂液易造缝、高携砂的特点, 提高压裂改造效果^[2-4]。液态 CO_2 前置压裂工艺根据设计流程一般先泵注液态 CO_2 , 待液态 CO_2 泵注结束后关井 24 h, 释放地面管线中残余的液态 CO_2 , 然后用另一套泵车系统泵注水基压裂液, 完成全部压裂施工需要 3~4 d, 显著降低了压裂施工效率; 同时, 地面管线中残余低温液态 CO_2 放喷过程中由于喷嘴或阀门附近的节流效应存在干冰或水合物堵塞的潜在风险^[5-6]。因此有必要改进液态 CO_2 前置压裂泵注流程, 期望通过一套泵车系统实现连续泵注液态 CO_2 与水基压裂液, 以缩短施工时间。但是, 一套泵车注入液态 CO_2 过程中, 压裂管线温度将迅速降至约 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, 与后续注入的水基压裂液接触后, 在一定温度压力条件下

可能形成水合物或冰冻而堵塞管线及阀门, 存在较大的施工安全风险。为此, 笔者应用自制管道流动安全可视化评价装置模拟管线或阀门附近水合物、干冰或冰冻形成过程, 结合 CO_2 相态预测, 明确液态 CO_2 前置压裂地面低压管线堵塞类型及关键因素, 优选性能稳定的堵塞物抑制剂, 并通过数值模拟与矿场先导试验, 考察改进的泵注流程及堵塞物抑制剂的应用效果, 为液态 CO_2 前置压裂高效安全施工提供技术支持。

1 试验

1.1 试剂与仪器

CO_2 , 纯度 99%, 青岛德维奇环保科技有限公司; 甘油、二甘醇、1,2-丙二醇、二甲基亚砜, 分析纯, 国药集团化学试剂有限公司; 水基压裂液 M50、水基压裂液 M60, 工业品, 长庆井下作业公司; 天然岩心, 自制; 长庆井下作业公司 S212 恒速搅拌器, 上海申顺生物科技有限公司; 17061 型管道流动安全可视化评价装置(含超低温水浴锅), 江苏拓创科研仪器有限公司。试验流程如图 1 所示。

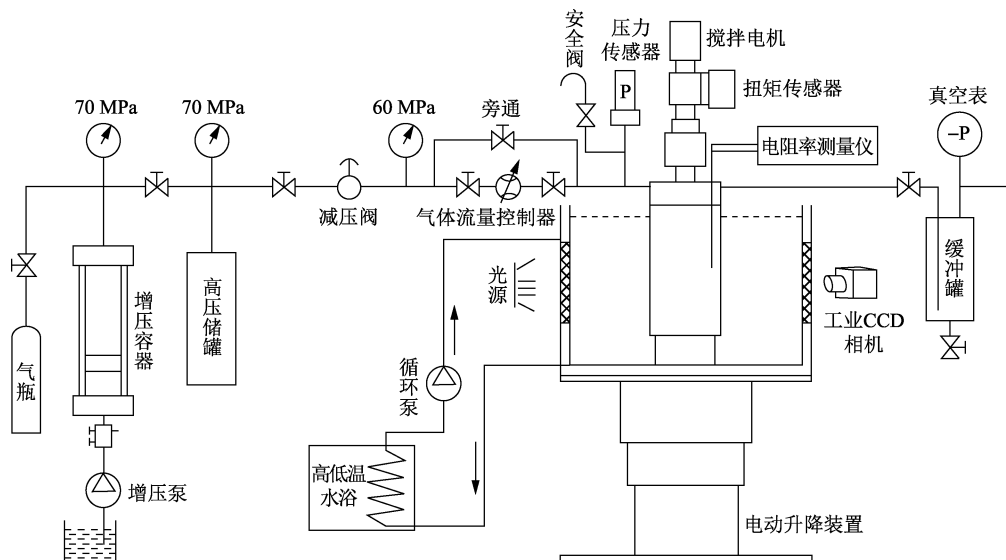


图 1 试验流程

Fig. 1 Flow chart of experiment

采用带可视化窗体的反应釜进行试验,反应釜的有效容积为 500 mL,工作温度为 -60 ~ 90 °C,最大承受压力为 50 MPa。反应釜体设有注气口、出气口和测温口,釜内设计有磁力搅拌装置,搅拌速度无极可调,适用转速为 0 ~ 6 000 r/min,反应釜前后设计有矩形观察视窗。

1.2 试验方法

1.2.1 地面压裂管线中潜在堵塞物生成模拟试验

向超低温水浴锅中注入 40 L 防冻液,试验温度为 -25 °C;向釜体内注入 CO₂ 气体增压至 10 MPa,提升循环水浴锅直至水浴锅中液体浸没可视化反应釜,至釜体内温度达到 -25 °C,形成液态 CO₂;然后打开阀门按一定放空压力对釜体中液态 CO₂ 释放,并将釜体与低温水浴锅分离,记录管线出口是否有干冰形成;若无干冰生成,则关闭放空阀,向反应釜中泵入水基压裂液,观察反应釜中是否形成絮凝状或块状固体物质,并记录釜体温度、压力变化;否则,改变反应釜的初始压力,分别取 8、6、5 和 4 MPa,重复上述试验,记录试验现象及数据。

1.2.2 堵塞物抑制剂冰点测试及配伍性评价

室温下配制一定体积分数的 1,2 丙二醇和二甲基亚砜溶液,然后向 1,2 丙二醇溶液中加入一定量的氯化钾,并以 300 r/min 的转速搅拌至氯化钾完全溶解,缓慢加入组分二甲基亚砜,持续搅拌 2 h,获得稳定均匀的堵塞物抑制剂 IA-1;通过调控组分体积分数可以获得系列不同冰点的堵塞物抑制剂,分别装于密封袋中,静置于超低温水浴锅中。将水浴锅温度从 0 °C 逐渐降低,每个温度节点维持 4 h,观察并记录堵塞物抑制剂的结冰情况,确定不同组分配比形成的堵塞物抑制剂冰点,优选出合适的堵塞物抑制剂组分配比。最后向 -25 °C 的反应釜中注入 CO₂,直到釜体压力升至 2.5 MPa,并将堵塞物抑制剂注入釜体中,压力升至 3 MPa,6 h 后观察抑制剂与液态 CO₂ 的反应情况。

2 堵塞物的生成与抑制模拟

2.1 压裂管线阀门节流后 CO₂ 相态预测

液态 CO₂ 流经阀门时,由于节流现象^[7],部分 CO₂ 迅速气化吸热,导致后续注入的液态 CO₂ 急剧降温,CO₂ 相态发生改变,存在形成干冰的风险而堵塞管道或阀门。由于 CO₂ 流体在管道端口处于非平衡状态,无法确定参数,不能用常规的热力学平衡方程研究节流过程中管道 CO₂ 中的相态变化。但当节流端口足够远时,截面 1 和截面 2 处的液态

CO₂ 可看作平衡状态,此时可以取管段 1-2 为控制体积进行分析,如图 2 所示。

节流前后的能量方程为

$$Q = m \left[(h_2 - h_1) + \left(\frac{v_2^2}{2} - \frac{v_1^2}{2} \right) + g(z_2 - z_1) \right] + W_s \quad (1)$$

式中, h_1 和 h_2 分别为节流前、后流体的比焓, J/kg; v_1 和 v_2 分别为节流前、后流体的速度, m/s; z_1 和 z_2 分别为节流前、后流体高度, m; W_s 为流体通过截面时与外界传递的功量, J; Q 为流体通过截面时与外界交换的热量, J。



图2 管线阀门中流体节流示意图

Fig. 2 Fluid throttle diagram in pipeline or valve

一般情况下,稳定流动状态的流体沿着图 2 中箭头所示的方向在管内流动,当流体快速通过缩小的断面时,来不及与外界进行热量交换以及功量的传递^[4],同时忽略流体高度变化,因此 $Q \approx 0$ 、 $W_s \approx 0$ 。绝热前后焓值的变化远大于节流前后速度变化所带来的动能差值^[8],所以忽略速度项,即可得到 $h_1 = h_2$,表明节流前后液态 CO₂ 商焓相等。根据节流前后焓值相等原理,调整 CO₂ 各相分数,反复迭代最终求出节流后 CO₂ 的温度,结合 CO₂ 相图,获得该温度和压力条件下 CO₂ 的相态。

2.2 地面压裂管线中堵塞物抑制剂驱替 CO₂ 的数学模型

堵塞物抑制剂驱替液态 CO₂ 属于紊流驱动,模拟过程复杂、计算量大,不易得到模拟结果。所以将紊流模型进行简化,用雷诺时均法计算^[9-10]。将堵塞物抑制剂驱替的速度、堵塞物抑制剂的物质的量浓度带入相应方程,替换方程中的时均值和脉动值,再进行时均计算。控制方程如下:

(1) 连续性方程为

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \sum \frac{\partial (\rho u_i)}{\partial x_i} = 0 \quad (i, j = 1, 2, \dots, n) \quad (2)$$

(2) Reynolds 方程为

$$\frac{\partial (\rho u_i)}{\partial t} + \sum_j \frac{\partial (\rho u_i u_j)}{\partial x_j} = \rho g_i - \frac{\partial \rho}{\partial x_i} + \sum_j \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\rho \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \overline{\rho u'_i u'_j} \right] \quad (3)$$

(3) 质量输运方程为

$$\frac{\partial (\rho c)}{\partial t} + \sum_j \frac{\partial (\rho u_j c)}{\partial x_j} = \sum_j \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\frac{\mu}{Pr_i(c)} \frac{\partial (\rho c)}{\partial x_j} - \overline{\rho u'_j c'} \right] \quad (4)$$

(4) 温度场方程为

$$\nu \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial t} = -\frac{2\pi}{\rho C_p A} \frac{T-T_0}{R_i} \quad (5)$$

式中, x_i 和 x_j 为空间坐标, m ; u_i 和 u_j 为空间时均速度变量, m/s ; u'_i 和 u'_j 为脉动速度分量, m/s ; ρ 为密度, kg/m^3 ; g_i 为空间坐标 x_i 处的质量力, N ; p 为压力, Pa ; μ 为层流动力黏度, $Pa \cdot s$; c' 为液态 CO_2 的脉动物质的量浓度, mol/L ; c 为液态 CO_2 的时均物质的量浓度, mol/L ; $Pr_i(c)$ 为层流 Schmidt 数; T_0 为环境温度, $^{\circ}C$; T 为流体温度, $^{\circ}C$; A 为管线横截面积, m^2 ; ν 为流体垂直于重力方向的速度分量, m/s ; C_p 和 R_i 为经验常数。

(5) 紊流模型。根据 Boussinesq 假设, 紊流脉动所引起的附加应力可以与时均应力关联得到紊流脉应力方程^[11-12]为

$$-\overline{\rho u'_i u'_j} = -\rho_i \delta_{ij} + u \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \mu_t \delta_{ij} \text{div} \bar{V} \quad (6)$$

雷诺应力模型在管道单向流动紊流模型中有很强的适应性, 考虑管壁处温度计算等问题时, 应用标准 $K-\xi$ 进行紊流时均计算。方程模型为

$$\rho \left[\frac{\partial k}{\partial t} + u_j \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \overline{u'_i \rho' g_i} - \rho \xi \quad (7)$$

$$\rho \left[\frac{\partial k}{\partial t} + u_k \frac{\partial \xi}{\partial x_k} \right] = \frac{\partial}{\partial x_k} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\xi} \right) \frac{\partial \xi}{\partial x_j} \right] + C_1 \mu_t \frac{\xi}{k} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) + C_2 \rho \frac{\xi^2}{k} \quad (8)$$

式中, σ_k 为湍动能 k 的普朗特数; σ_ξ 为耗散率的普朗特数。

在模型中引入紊流扩散系数与紊流黏性系数的概念^[13], 将脉动质量通量项 $\overline{u'_i c'}$ 和 Reynolds 应力项 $\overline{u'_i u'_j}$ 分别与体积时均浓度和时均速度联系起来, 公式为

$$-\overline{u'_i u'_j} = \frac{\mu_t}{\rho} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} k \delta_{ij} \quad (9)$$

$$-\overline{u'_i c'} = \Gamma_t \frac{\partial c}{\partial x_i} \quad (10)$$

其中

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\xi}, \quad \Gamma_t = \frac{k^2}{\sigma_t}$$

式中, k 为堵塞物抑制剂的紊动能, J ; ξ 为紊动能耗散率; Γ_t 为紊流扩散系数; σ_t 为系数, 据流场特性确定。

2.3 模型的求解

基于液态 CO_2 前置压裂地面管线实际布置情

况, 设定压裂泵注管线长度为 30 m、内径为 106 mm、外径为 114 mm 的三维管道模型。模型中将管线中流动场与温度场联立求解, 在 2 和 4 m^3/min 的抑制剂驱替流速下, 模拟液态 CO_2 驱替后管线内温度从 $-25^{\circ}C$ 上升至 $0^{\circ}C$ 时的管线温度分布情况^[14-17], 由于泵注堵塞物抑制剂过程中, 当液态 CO_2 被驱替到井口时, 容易发生井口爆裂等危险^[18], 有必要优化压裂管线温度恢复至 $0^{\circ}C$ 以上时堵塞物抑制剂的注入时间及注入量。管道截面模型采用四边形网格和三角形网格划分二维网格, 并且让网格线和流体流动方向平行, 网格线与管壁垂直, 如图 3 所示。模拟管线中堵塞物抑制剂驱替液态 CO_2 过程的计算条件如下。

(1) 初始条件: 管道堵塞物抑制剂与液态 CO_2 界面处是非稳态流动, 假设管道后端堵塞物抑制剂充满整个管壁, 即设定体积分数为 100%。

(2) 入口边界: 设定堵塞物抑制剂流动速度为 4 和 2 m^3/min , 且与管壁轴向方向平行, 堵塞物抑制剂注入端口液态 CO_2 物质的量浓度为 0 mol/L , 入口压力为 3.0 MPa。

(3) 管壁内表面: 在管道内壁面上, 速度无滑移、压力分布均匀。

(4) 出口边界: 出口端截面上的节点对管道内部影响设为 0, 出口端压力为 3.0 MPa, 整个流动过程中为恒压流动。用坐标局部单向化方式对物理量条件进行处理, 不规定任何边界条件。

(5) 定解条件: 初值条件为 $t=0, x>0$ 时 $c=0, T=20^{\circ}C$; 边值条件为 $t=0, x>0$ 时, $c=1, T=-20^{\circ}C$; $t \geq 0, x>0$ 时, $\left(\frac{\partial c}{\partial r} \right) \Big|_{r=0} = 0$ 。其中, t 为堵塞物流动时间, s ; x 为管道轴向坐标; r 为管道径向坐标。

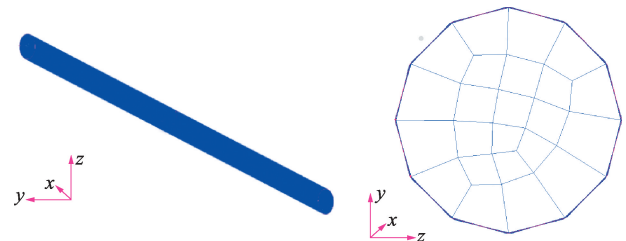


图3 管道几何模型

Fig. 3 Pipe geometry model

应用流体模拟软件 Fluent 中的 First Order Upwind 离散格式实现了压裂泵注管线流动场与温度场的联立, 并通过分离式求解器对所建立的模型进行求解。

基于优选的堵塞物抑制剂和液态 CO_2 前置压

裂实际情况,模拟主要输入参数设定如下:管线壁厚为 4.0 mm,环境温度为 282.15 K,出口压力为 3.0 MPa;堵塞物抑制剂密度为 1 104.5 kg/m³,黏度为 5.66 mPa·s,温度为 293.15 K,导热系数为 0.252 W/(m·K);液态 CO₂ 密度为 1 029.9 kg/m³,黏度为 0.06 mPa·s,温度为 253.15 K,导热系数为 0.144 W/(m·K)。

3 结果讨论

3.1 潜在堵塞物生成模拟

试验温度为 25 °C,初始压力分别为 10、8、6、5、4 MPa,模拟结果见表 1。

表 1 管线中干冰生成模拟试验结果

Table 1 Dry ice formation in pipeline

初始压力 p_0/MPa	初始温度 $T_0/^\circ\text{C}$	放空压力 p/MPa	最终温度 $T/^\circ\text{C}$	试验现象
10	25	4.6	-24.9	生成干冰
8	25	3.5	-25.0	生成干冰
6	25	2.2	-25.0	生成干冰
5	25	1.6	-24.9	釜内生成块状物质
4	25	1.4	-25.0	釜内生成块状物质

结果表明,当温度由 25 °C 逐渐降低至 -25 °C,反应釜内压力也逐渐下降。当反应釜中 CO₂ 初始压力大于 6.0 MPa 且容器放空压力降低至 4.6、3.5 及 2.2 MPa,打开阀门放喷,管线出口处观察到干冰生成,而初始压力不超过 5 MPa 且釜体放空压力下降至 1.6 及 1.4 MPa 时,打开阀门放喷时未观察到干冰生成,表明管线或釜体中液态 CO₂ 放空能否生成干冰与初始液态 CO₂ 温度、压力紧密相关。

基于干冰形成模拟试验结果,以低于 1.6 MPa 放空压力释放釜体中液态 CO₂,避免在放喷口附近形成干冰堵塞阀门或管线,然后注入压裂液,图 4 显示了注入压裂液过程中釜内温度压力变化。从图 4 中看出,随着压裂液不断注入,釜体内温度 20 min 内快速上升,然后温度变化幅度逐渐变小,釜体内温度最高上升至 -8 °C,主要是因为储存液态 CO₂ 的釜体内部温度本身较低,加之放喷过程中发生相变汽化吸收了大量热量,导致压裂液进入低温釜体内而迅速结冰放热,而压裂液与釜体发生热交换,釜体温度快速升高,当热交换达到相对平衡状态时,釜体温度逐渐趋于稳定;而釜体中压力呈现先降低后增加的趋势。这表明釜体中可能存在残余 CO₂,在压裂液刚开始注入过程中溶解了残余 CO₂ 而导致压力稍微有所下降^[19],但随着压裂液持续注入,反应釜内压力逐渐升高,最高达到 2.9 MPa。黄延强^[20]

研究表明,相同压力下,随着二氧化碳物质的量浓度的增加,水合物生成温度也随之升高;即使液相中的 CO₂ 物质的量浓度较低,当压力低于 3 MPa、温度低于 8 °C 就可能生成 CO₂ 水合物。在注入压裂液过程中,釜体内温度变化为 -25 ~ -8 °C、压力变化为 1.6 ~ 2.9 MPa,存在生成 CO₂ 水合物的可能,因此当水基压裂液注入釜体过程中,釜体内块状固相物质可能是少量 CO₂ 水合物及大量的冰块形成的混合物。

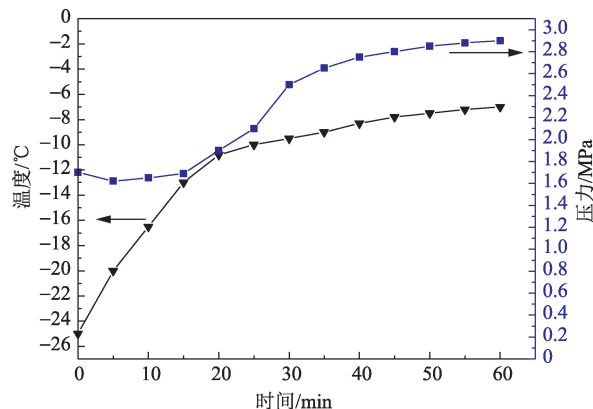


图 4 注入压裂液过程中釜内温度压力变化

Fig. 4 Temperature and pressure change in reactor during fracturing fluid injection

3.2 堵塞物抑制剂冰点测试及配伍性评价

(1) 堵塞物抑制剂冰点测试。将不同体积分数的 1,2-丙二醇和二甲基亚砜溶液进行混合,混合溶液冰点测试结果如图 5 所示。

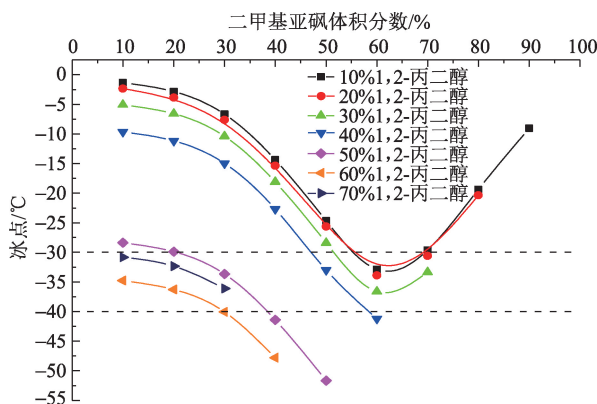


图 5 混合溶液冰点随 1,2 丙二醇和二甲基亚砜体积分数变化

Fig. 5 Freezing point of mixed solution varies with 1,2-propylene glycol and dimethyl sulfoxide volume fraction

从图 5 中可以看出,当 1,2-丙二醇体积分数一定时,混合溶液的冰点随二甲基亚砜体积分数的增加先逐渐降低;当二甲基亚砜体积分数超过 60%,

混合溶液的冰点又逐渐升高。同样,当二甲基亚砜体积分数一定时,随1,2-丙二醇体积分数的增加,混合溶液的冰点也出现先降低后升高的现象。主要是水分子之间有着极强的氢键,导致水具有很高的沸点以及凝固点,当添加1,2-丙二醇和二甲基亚砜后,1,2-丙二醇能提供两个氢键,同时二甲基亚砜中的S-O基团也可以和水分子的—OH键形成氢键,从而破坏水分子内部分子间氢键的键合能力^[21-22],显著降低了混合溶液的冰点。结合成本因素,选取二甲基亚砜体积分数为20%,1,2-丙二醇体积分数为50%。

(2)堵塞物抑制剂的配伍性。基于冰点测试结果,选取冰点-30℃对应的1,2-丙二醇与二甲基亚砜溶液体积分数,配制体积分数为70%的堵塞物抑制剂与液态CO₂进行配伍性试验。应用可视反应釜观察堵塞物抑制剂与液态CO₂、水基压裂液混合后的试验现象,发现抑制剂与液态CO₂在反应釜中静置6h,未见絮凝物或沉淀生成,将混合液倒出后CO₂迅速气化,溶液未结冰或生成沉淀;与水基压裂液混合溶液清澈透明,放置7d后,没有絮凝物或沉淀生成;表明研制的堵塞物抑制剂不仅具有较低冰点,而且与压裂工作液具有良好的配伍性。

3.3 阀门或管线节流后CO₂相态预测

基于矿场压裂管线实际情况,设置液态CO₂初始压力分别为3、2、1.7、1.64MPa,初始温度为-25℃,节流后压力分别为0.5和0.1MPa。计算不同初始压力下CO₂节流后的温度变化,并与CO₂相图(图6)对比,相态分析结果见表2。

表2 节流前、后CO₂相态

Table 2 Phase state of CO₂ before and after throttling

节流前(-25℃, 液态)	节流后 $p_{a1}=0.5$ MPa		节流后 $p_{a2}=0.1$ MPa	
	压力 p /MPa	温度 T_{a1} /℃	温度 T_{a1} /℃	相态
	3.0	-56.53	-87.63	固态
	2.0	-52.41	-87.63	固态
	1.7	-46.27	-87.63	固态
	1.64	-45.13	-52.27	气态

综合潜在堵塞物生成模拟试验与相态分析结果,建议液态CO₂前置压裂过程中尽量不放空压裂管线,而在泵注液态CO₂完成后直接换阀连续注入水基压裂液,此时管线中残余CO₂与水基压裂液接触混合,地面压裂管线压力一般为0.5MPa、温度为-25℃,具备二氧化碳水合物生成条件^[20],同时低温导致后续水基压裂液快速结冰。因此为了液态CO₂与水基压裂液能够连续注入,需要注入堵塞物抑制剂快速恢复管线温度,避免形成CO₂水合物及

结合表2和图6可以看出,初始CO₂的压力为3MPa,温度为-25℃,CO₂处于液相状态;当节流后压力为0.5MPa时,由于焦耳-汤姆逊效应^[23],CO₂温度降为-56.5℃,此时CO₂仍然处于液态,但已接近三相点;当节流后压力为0.1MPa时,节流后CO₂温度降为-87.6℃,此时CO₂处于固相区域,因而直接放空存在生成CO₂干冰的潜在风险。通过改变初始液态CO₂压力,当初始压力为1.64MPa时,节流后压力为0.1MPa时,温度为-52.27℃,此时CO₂为气态,放空不会产生干冰,而当初始压力为大于1.7MPa,节流后压力为0.1MPa时直接放空会产生干冰;而当节流后压力为0.5MPa,均不形成固态CO₂。

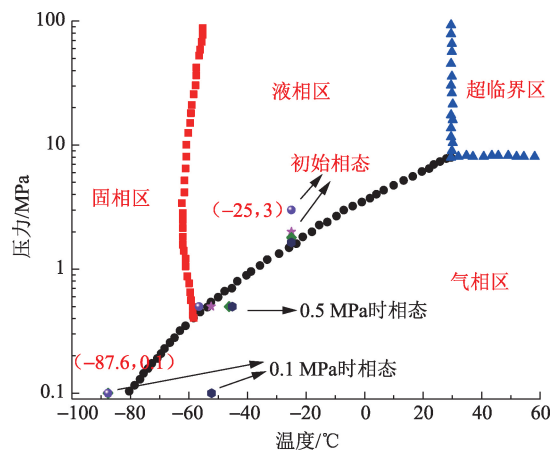


图6 节流前、后CO₂相图

Fig. 6 Phase map of CO₂ before and after throttling

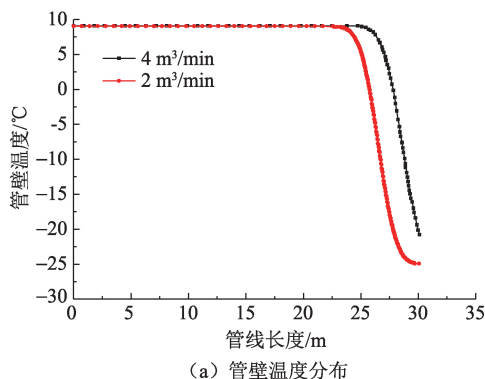
冰块堵塞管线及阀门。

3.4 堵塞物抑制剂IA-1驱替液态CO₂过程模拟

通过泵注堵塞物抑制剂IA-1循环管线,不仅提升管线内部温度,同时避免后续水基压裂液与液态CO₂直接接触,预防生成CO₂水合物堵塞管线,降低施工风险。因此结合矿场压裂实际泵注排量,模拟不同排量时管壁与管线中心温度分布(图7)。

从图7可以看出,当抑制剂IA-1以2m³/min驱替至井口时,从注入端到25m处的管线温度基本

回升到 9 ℃, 管线出口端温度仍为 -25 ℃; 而以 4 m³/min 速度驱替抑制剂至井口时, 从注入端到 26 m 处的管线基本回升至环境温度, 管壁温度恢复速度明显更快, 出口端温度也恢复到约 -20 ℃, 但管线



中心温度没有明显上升, 此时如果注入水基压裂液, 则在出口端时可能会生成水合物及冰块, 因此需要继续注入抑制剂 IA-1, 当全部管线温度回升到 0 ℃ 以上可停止循环 IA-1, 模拟结果如图 8 所示。

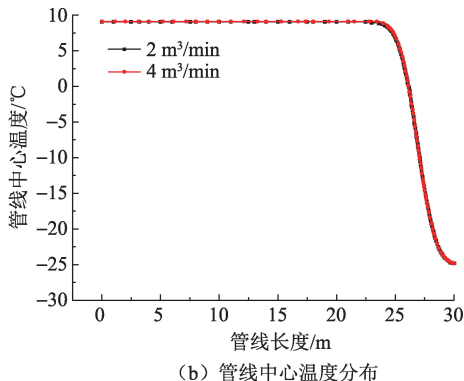
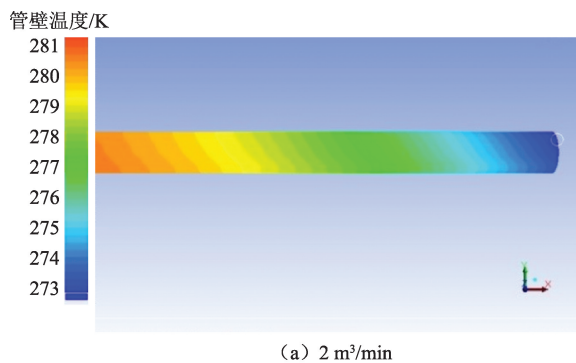


图 7 堵塞物抑制剂至管口时管线温度分布

Fig. 7 Pipe temperature distribution when plug inhibitor arrives at nozzle



上所需堵塞物抑制剂用量最少为 0.53 m³。考虑现场施工安全, 避免注入速度过快导致管线入口出现节流现象, 建议采用排量为 2 m³/min 泵注抑制剂。由于需要对一套机组 4 条泵注管线依次升温, 抑制剂全程循环时间约为 64 s。

4 应用实例

4.1 矿场试验设计

长庆油田某井为一口天然气预探井, 采用 CO₂ 前置增能压裂, 前置液为液态 CO₂ 和 M60 滑溜水, 携砂液为 M50 压裂液。设计液态 CO₂ 量 240 m³, 水基液体 280 m³, 砂量 22 m³。压裂层位: 盒 8 下 2352.0 ~ 2353.0、2356.5 ~ 2359.0 m。该井在前期压裂施工中, 采用液态 CO₂ 和水基压裂液两套车组泵注, 施工时间为 3 ~ 5 d, 且在管线放空过程中出现阀门堵塞现象, 存在较大的安全隐患。因此基于试验与数值模拟结果, 该井压裂施工中使用一套车组泵注液态 CO₂ 和水基压裂液, 通过泵注液态 CO₂ 与水基压裂液之间循环堵塞物抑制剂, 降低堵塞管线与设备阀门风险, 缩短压裂施工时间。

4.2 试验效果评价

压裂过程中, 首先以 4 m³/min 的排量泵注液态 CO₂ 240 m³, 液态 CO₂ 泵注结束后打开堵塞物抑制剂阀门, 开启循环。依据数值模拟结果, 泵注速度选择 2 m³/min; 堵塞物抑制剂用量选择是基于长度为 30 m 的管线, 当温度从 -25 ℃ 升高到 0 ℃ 所需抑制剂约为 0.53 m³, 那么一套车组 4 台泵车连接管线长度约为一条管线的 4 倍, 则所需抑制剂为 2.12 m³。

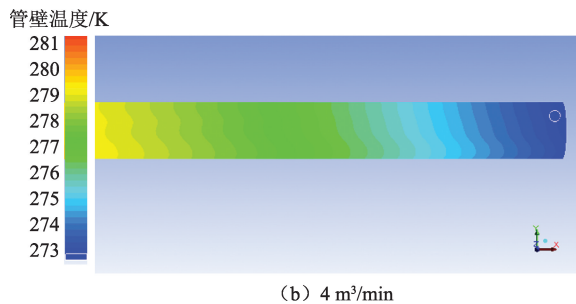


图 8 管壁温度上升至 0 ℃ 时抑制剂注入时间

Fig. 8 Pumping time when pipeline temperature arrives at 0 ℃

从图 8 可以看出, 以 2 m³/min 注入抑制剂约需 8 s, 管线端口处壁面温度可恢复到 0 ℃ 以上, 所需堵塞物抑制剂为 0.266 m³, 加上驱替至端口处所需堵塞物抑制剂用量(管线体积), 约为 0.53 m³, 即为循环所需最少堵塞物抑制剂剂量; 当以 4 m³/min 注入堵塞物抑制剂时, 只需约 4 s 即可将管壁温度上升到 0 ℃ 以上, 注入堵塞物抑制剂量与 2 m³/min 时相同。这表明管线温度上升快慢主要受抑制剂初始温度以及循环时间的影响, 而管线温度恢复到 0 ℃ 以

同时监测上水室及泵头温度变化(图9),当监测点温度超过0℃时,关闭堵塞物抑制剂循环,然后打开水基压裂液阀门,开始泵注水基压裂液,顺利完成了该井的压裂施工。

由施工监测数据显示,堵塞物抑制剂循环约1 min,可使压裂车泵体及管线温度升至0℃以上,与数值模拟结果基本一致;同时泵注水基压裂液过程中未出现堵塞管线及阀门情况,施工时间由原来的3~4 d缩短至0.5 d;压裂车组缩减至1套,降低了压裂施工成本。

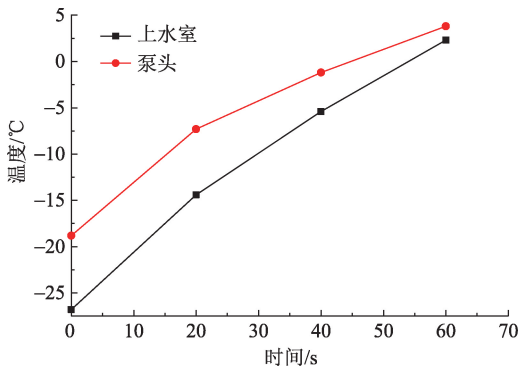


图9 注入抑制剂后上水室和泵头温度变化

Fig.9 Temperature change in water chamber and pump head after inhibitor injection

5 结论

(1) 液态 CO₂ 前置压裂过程中,管线中液态 CO₂ 放空能否生成干冰与初始液态 CO₂ 温度、压力紧密相关;当地面管线压力为 3.0 MPa 时,液态 CO₂ 直接放空可能导致阀门及附近管线中形成干冰堵塞;在液态 CO₂ 泵注结束后连续注入水基压裂液的过程中,地面管线潜在堵塞类型为少量 CO₂ 水合物与水基压裂液结冰形成的固态混合物。

(2) 优选的堵塞物抑制剂 IA-1 的组分配比为 50% 1,2-丙二醇+20% 二甲基亚砷+1.0% 氯化钾。IA-1 的冰点低于-30℃,与水基压裂液及液态 CO₂ 配伍良好,能够在-25℃的管线中保持良好的流动性;当对 30 m 地面管线以 2 m³/min 泵注 0.53 m³ 堵塞物抑制剂循环约 1 min 驱替残余液态 CO₂,管线温度可迅速恢复至 0℃以上,保证了水基压裂液后续注入过程中在管线或阀门中不会产生水合物或冰冻堵塞。

(3) 1 套压裂车组即可实现液态 CO₂ 与水基压裂液连续泵注,数值模拟与矿场先导试验结果基本保持一致,优选的堵塞物抑制剂及应用工艺在施工过程未出现管线及阀门堵塞,压裂施工时间由 3~4

d 缩短至 0.5 d,降低了液态 CO₂ 前置压裂施工风险,提高了压裂施工效率。

参考文献:

- [1] 孙鑫,杜明勇,韩彬彬,等. 二氧化碳压裂技术研究综述[J]. 油田化学,2017,34(2):374-380.
SUN Xin, DU Mingyong, HAN Binbin, et al. Review on carbon dioxide fracturing technology[J]. Oilfield Chemistry, 2017,34(2):374-380.
- [2] 杜玉昆,陈晓红,王瑞和,等. 超临界二氧化碳粒子射流破岩性能分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(2):85-90.
DU Yukun, CHEN Xiaohong, WANG Ruihe, et al. Analysis of rock breaking performance of supercritical carbon dioxide particle jet[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2019,43(2):85-90.
- [3] 张以明,才博,何春明,等. 超高温超深非均质碳酸盐岩储层地质工程一体化体积改造技术[J]. 石油学报,2018,39(1):92-100.
ZHANG Yiming, CAI Bo, HE Chunming, et al. Volume fracturing technology based on geo-engineering intragation for ultra-high temperature and ultra-deep heterogeneous carbonate reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018,39(1):92-100.
- [4] 倪红坚,郭兴,丁璐,等. 超临界二氧化碳浸泡对页岩力学性质影响的实验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(2):77-84.
NI Hongjian, GUO Xing, DING Lu, et al. Experiment on the effect of supercritical carbon dioxide immersion on mechanical properties of shale[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2019,43(2):77-84.
- [5] 李玉星,滕霖,王武昌,等. 不同相态管输 CO₂ 的节流放空实验[J]. 天然气工业,2016,36(10):126-136.
LI Yuxing, TENG Lin, WANG Wuchang, et al. An experimental study on throttling and blowdown of pipeline CO₂ in different phase states[J]. Natural Gas Industry, 2016,36(10):126-136.
- [6] 李小江,李根生,王海柱,等. 超临界 CO₂ 压裂井筒流动模型及耦合求解[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(2):87-94.
LI Xiaojiang, LI Gensheng, WANG Haizhu, et al. Supercritical CO₂ fracturing wellbore flow model and coupling solution[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2018,42(2):87-94.
- [7] 叶超,王洪锐,陈二锋,等. 流体节流过程中空化现象的数值模拟[J]. 低温与超导,2015,43(1):15-20.

- YE Chao, WANG Hongrui, CHEN Erfeng, et al. Numerical simulation on the cavitation in liquid throttling[J]. *Cryogenics & Superconductivity*, 2015,43(1):15-20.
- [8] 程阳,李东升,胡佳成. 空气静压润滑焦耳-汤姆逊系数的计算方法[J]. *润滑与密封*,2014,39(6):103-107.
- CHENG Yang, LI Dongsheng, HU Jiacheng. The calculation method of Joule-Thomson coefficient in air aerostatic lubrication [J]. *Lubrication Engineering*, 2014, 39(6):103-107.
- [9] CHIKATAMARLA S. Entropic multi-relaxation time lattice boltzmann model for complex flows[J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 2016,801:623-651.
- [10] FAKHARI A, LEE T. Multiple-relaxation-time lattice Boltzmann method for immiscible fluids at high Reynolds numbers[J]. *Physical Review E*, 2013,87(2):023304.
- [11] 蔡毅,苏国兵. 高压水射流喷嘴设计及有限元分析[J]. *机械设计与研究*,2017(6):163-167.
- CAI Yi, SU Guobing. Design and finite element analysis for high-pressure water-jet nozzle[J]. *Machine Design and Research*, 2017(6):163-167.
- [12] 张宇,曹玉会. Rayleigh-Bénard 热对流中 non-Boussinesq 效应的数值研究[J]. *气体物理*,2017,2(5):11-17.
- ZHANG Yu, CAO Yuhui. Numerical study of the non-Boussinesq effects in Rayleigh-Bénard convection[J]. *Physics of Gases*, 2017,2(5):11-17.
- [13] 吴双应,苏畅,李友荣. 考虑结垢传质时管内紊流对流换热系数的确定[J]. *石油化工高等学校学报*, 2008(1):51-54.
- WU Shuangying, SU Chang, LI Yourong. The determination of turbulent convective heat transfer coefficient through a duct considering fouling mass transfer process [J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2008(1):51-54.
- [14] BENAMOR A, TALKHAN A G, NASSER M, et al. Effect of temperature and fluid speed on the corrosion behavior of carbon steel pipeline in Qatari Oilfield produced water[J]. *Journal of Electroanalytical Chemistry*, 2018,808:218-227.
- [15] 吴春笃,朱国锋,解清杰,等. 基于 Fluent 软件的 SABR 反应器流场模拟[J]. *工业安全与环保*,2010,36(11):3-5.
- WU Chundu, ZHU Guofeng, XIE Qingjie, et al. Numerical simulation of flow field in a split-feed anaerobic baffled reactor based on Fluent software[J]. *Industrial Safety and Environmental Protection*, 2010,36(11):3-5.
- [16] 李文华,苏明军. 常用湍流模型及其在 FLUENT 软件中的应用[J]. *水泵技术*,2006(4):39-40,31.
- LI Wenhua, SU Mingjun. Common turbulence model and its application in FLUENT software [J]. *Pump Technology*, 2006(4):39-40,31.
- [17] OHK S M, CHUNG B J. Natural convection heat transfer inside an open vertical pipe: influences of length, diameter and Prandtl number[J]. *International Journal of Thermal Sciences*, 2017,115:54-64.
- [18] 李季. 二氧化碳驱油的安全风险分析[J]. *化工管理*, 2014(26):87.
- LI Ji. Safety risk analysis of carbon dioxide flooding [J]. *Chemical Enterprise Management*, 2014(26):87.
- [19] 孔祥伟,林元华,邱伊婕,等. 酸性气体在钻井液两相流动中的溶解度特性[J]. *天然气工业*,2014,34(6):97-101.
- KONG Xiangwei, LIN Yuanhua, QIU Yijie, et al. Solubility of acid gas in the two-phase flow of drilling fluid [J]. *Natural Gas Industry*, 2014,34(6):97-101.
- [20] 黄延强. 二氧化碳水合物形成室内模拟实验研究[J]. *油气田地面工程*,2017,36(6):29-31.
- HUANG Yanqiang. Laboratory experiment and study of the formation of carbon dioxide hydrate [J]. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2017,36(6):29-31.
- [21] 吴楠楠,张雪峰,欧阳顺利,等. 三种二元水溶液体系中氢键对拉曼线宽的影响[J]. *光谱学与光谱分析*, 2012,32(11):3031-3034.
- WU Nannan, ZHANG Xuefeng, OUYANG Shunli, et al. Effect of hydrogen bond on line width of Raman spectra in three aqueous solutions[J]. *Spectroscopy and Spectral Analysis*, 2012,32(11):3031-3034.
- [22] 欧阳顺利,张明哲,张永朝,等. 三元水溶液体系中氢键作用与分子结构的拉曼光谱研究[J]. *高等学校化学学报*,2018,39(4):758-763.
- OUYANG Shunli, ZHANG Mingzhe, ZHANG Yongzhao, et al. Raman spectroscopic investigation on the effect of hydrogen bond on molecular structure in ternary aqueous solution[J]. *Chemical Journal of Chinese Universities*, 2018,39(4):758-763.
- [23] 莫小梅. CO₂ 气体等焓膨胀的焦耳-汤姆逊效应[J]. *百色学院学报*,2010,23(6):96-100.
- MO Xiaomei. Joule-Thomson effect of CO₂ gas isenthalpic expansion[J]. *Journal of Baise University*, 2010,23(6):96-100.