

滑套固井压裂起裂压力及影响因素

杨焕强, 王瑞和, 周卫东, 李罗鹏

(中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要:起裂压力高是滑套固井压裂面临的主要问题。根据滑套固井压裂的特征,建立地应力条件下滑套固井压裂计算模型,运用有限元法及岩石抗拉强度准则计算起裂压力,通过长庆油田桃X井的实例进行验证。结果表明:水平地应力差及端口方位角是滑套固井压裂起裂压力的主要影响因素,随着水平地应力差的增大,起裂压力降低,端口方位角增大时,起裂压力增大;地层岩石的弹性模量对起裂压力有较大影响,随着地层岩石弹性模量的增大,起裂压力增大;水泥环厚度对起裂压力的影响规律与水泥环和地层的弹性模量有关,当地层弹性模量大于水泥环弹性模量时,起裂压力随水泥环厚度的增大而减小,当地层弹性模量小于水泥环弹性模量时,起裂压力随水泥环厚度的增大而增大。

关键词:固井;滑套固井压裂;起裂压力;水泥环;水平地应力差;端口方位角

中图分类号:TE 357 **文献标志码:**A

引用格式:杨焕强,王瑞和,周卫东,等.滑套固井压裂起裂压力及影响因素[J].中国石油大学学报:自然科学版,2014,38(6):78-84.

YANG Huanqiang, WANG Ruihe, ZHOU Weidong, et al. Fracture initiation pressure and its influencing factors during sliding sleeve fracturing in cemented wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(6): 78-84.

Fracture initiation pressure and its influencing factors during sliding sleeve fracturing in cemented wells

YANG Huanqiang, WANG Ruihe, ZHOU Weidong, LI Luopeng

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: The oilfield practice has indicated that high fracture initiation pressure is the main problem for applying sliding sleeve fracturing technique in cemented wells. A 3D model coupled with hydraulics and solid mechanics was established to study the characteristics of the sliding sleeve fracturing in cemented wells. The fracture initiation pressure was calculated using a finite element method and rock tensile strength criteria. A case study of Tao-X well in Changqing Oilfield was conducted to verify the model, and the influence factors of fracture initiation pressure were analyzed. The results indicate that horizontal stress difference and azimuth of valve are the main influence factors to the fracture initiation pressure. The fracture initiation pressure decreases with the increase of the horizontal stress difference and increases with the increase of the azimuth of valve. The elastic modulus of the rock formation also has a significant effect on the fracture initiation pressure, the higher the elastic modulus, the greater the fracture initiation pressure needed. The effect of cement sheath on fracture initiation pressure is related to the elastic modulus of the cement and rock formation. The fracture initiation pressure increases with the increase of the thickness of cement sheath when the elastic modulus of the cement is bigger than that of the rock formation, and vice versa.

Key words: well cementing; sliding sleeve fracturing; fracture initiation pressure; cement sheath; horizontal stress difference; azimuth of valve

随着油气资源勘探开发的不断深入,页岩气、煤层气、致密油气等非常规油气资源展示出了巨大的潜力^[1-3],然而大多数非常规油气资源具有低孔、低渗、非均质性强、储量丰度低、产层薄且层数多等性质,分层压裂成为开发此类油气藏的重要技术^[4-8]。由于滑套固井压裂技术具有不受压裂层级限制、层数越多优势越明显等特点,成为开发非常规油气资源的有效技术手段。国内外已就此技术开展了多口井的试用,并取得了较好的效果,应用前景非常广阔^[9-12]。现场试验证明,较高的起裂压力是滑套固井压裂技术遇到的主要问题之一,不同于其他类型的水力压裂,在进行滑套固井压裂时,压裂液压力作用在水泥环上,压裂液进入地层前先要压裂水泥环。滑套固井压裂裂缝的起裂是双材料垂直裂缝的起裂问题^[13],影响滑套固井压裂起裂压力的因素主要有地层弹性模量、水泥环厚度、水平地应力差及端口方位角。笔者基于滑套固井压裂特征,利用非线性有限元法建立滑套固井压裂的计算模型,结合岩石抗拉强度准则计算起裂压力,并研究上述因素对起裂压力的影响。

1 滑套固井压裂技术

滑套固井分段压裂技术是在常规固井的基础上结合开关式固井滑套形成的,该技术无需射孔,不需要额外的封隔器,有效降低了成本。图1为一种典型的滑套固井压裂装置——Schlumberger公司的

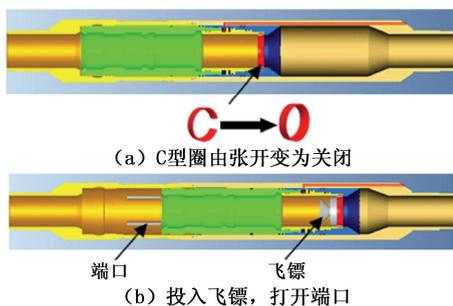


图1 TAP工作原理

Fig. 1 Working principle of TAP

TAP完井多级分层压裂装置,其工作原理为:压裂从最下段的储层开始,第1段储层采用常规电缆射孔后直接压裂,压裂结束后投入飞镖,坐入第1级固井滑套的C型圈上,通过井口打压使第1级固井滑套打开,进行第2段储层的压裂;同时,当第1级固井滑套打开后,压力传到第2级固井滑套的液压缸内,推动上部的活塞向下移动,压缩C型圈,使C型圈的状态由张开变为关闭,如图1(a)所示;此时C型

圈内径变小,成为了一个球座,投入飞镖坐在C型圈上,通过井口打压使销钉剪断,固井滑套向下移动,露出端口进行水力压裂,如图1(b)所示。重复这个过程,每个固井滑套可以顺序打开,从而实现单井多层压裂的目的。

2 滑套固井压裂计算模型

2.1 力学模型及有限元模型

取滑套固井压裂井段为研究对象,固井滑套内、外径分别为95.25和171.45 mm,水泥环直径为237.5 mm,按井径扩大率为10%计算(钻头直径为215.9 mm)。相关研究^[14]认为模型直径大于井眼直径5倍时,由压裂液压力所引起的应力与应变可忽略不计。模型尺寸的变化通过影响水平地应力的分布影响起裂压力,本文中通过提取不同井眼径向距离的水平地应力选择合理的模型尺寸。图2所示为水平地应力随井眼径向距离的变化。

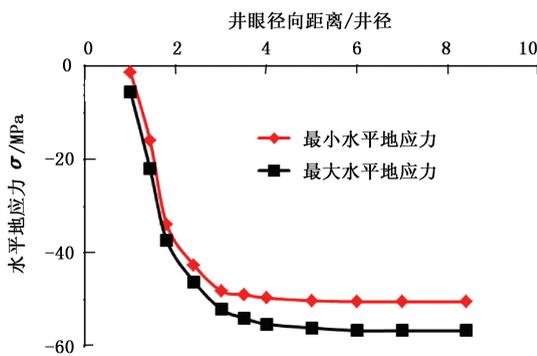


图2 模型直径对起裂压力的影响

Fig. 2 Effect of formation diameter on fracture initiation pressure

结果表明,当井眼径向距离大于1.1 m(井眼直径的4.6倍)时,水平地应力随井眼径向距离的变化不再改变。以井筒轴线为中心取模型尺寸为井眼直径的8.4倍,厚度为2 m,建立套管-水泥环-地层三维力学模型,见图3。

模型的初始条件为在水泥环及地层岩石各计算节点上施加初始孔隙度及初始孔隙压力。作用在模型上的载荷及边界条件有:上表面受上覆岩层压力 p_z 作用;下表面施加竖直方向位移约束;在四周圆柱面施加水平位移约束;模型施加重力载荷 G ;地层上、下和四周边界上施加初始孔隙压力 p ;在计算模型上施加 σ_v 、 σ_H 、 σ_h 3个方向的初始地应力场;钻井完成后作用在井筒表面的液体压力 p_0 ;套管与固井滑套串下入井内并固井后,在套管内壁及端口水泥环处的压裂液压力 p_s 。

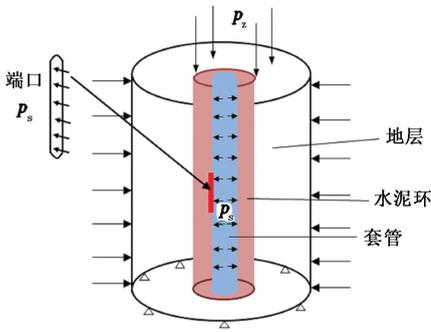


图3 滑套固井压裂力学模型

Fig.3 Mechanics model of cemented sliding sleeve fracturing

由于滑套固井压裂涉及固井滑套、水泥环、地层3种材料两个胶结界面,很难用起裂压力的解析算法求解,因此笔者采用有限元方法实现对滑套固井压裂起裂压力的模拟。采用线弹簧模型模拟套管面及水泥环面的胶结情况^[13,15],由于界面参数的确定较为困难,在此假设界面参数为无穷大,即两个界面胶结完好。网格划分时,采用计算精度高的六面体网格对计算模型进行离散,因为端口周围是应力分布集中区域,因此在端口周围进行了网格加密。当施加50.6 MPa压力时,不同网格密度对计算结果的影响见表1。

表1 网格密度对计算结果的影响

Table 1 Effect of mesh density on calculation results

轴向尺寸/ mm	周向尺寸/ mm	总网 格数	最大周向应力/ MPa
18.0	8.0	76734	5.37
	6.0	84096	5.72
	4.8	91458	5.78
13.5	8.0	78298	5.43
	6.0	85660	6.00
	4.8	93022	6.01
10.8	8.0	79862	5.64
	6.0	87224	6.01
	4.8	94586	6.02

由表1可知,当轴向尺寸为13.5 mm、周向尺寸为6.0 mm时,网格密度满足了精度要求,图4为单元离散后形成的滑套固井压裂有限元模型。

2.2 储层流固耦合数学模型

(1) 岩体应力平衡方程。岩体应力平衡方程可采用虚功原理表示,即某一时刻岩体的虚功与作用在该岩体上作用力(体力和面力)产生的虚功相等,即

$$\int_V \sigma : \delta \varepsilon dV = \int_S t : \delta v dS + \int_V f' \delta v dV \quad (1)$$

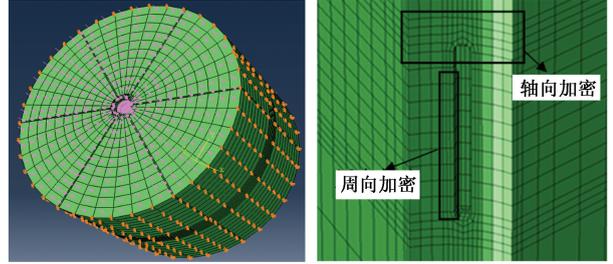
式中, δv 为虚速度场; $\delta \varepsilon$ 为虚应变; σ 为柯西应力; t

为单位面积上的表面力; f' 为单位体积上的体积力。

在岩体中, f' 通常包含孔隙水的重力:

$$f' = f + (sn + n_l) \rho_w g \quad (2)$$

式中, f 为除去孔隙水重力的体积力; s 为饱和度; n 为自由水体积分数; n_l 为束缚水体积分数; ρ_w 为流体密度。



(a) 载荷及边界条件

(b) 端口处网格加密

图4 滑套固井压裂有限元模型

Fig.4 Finite element models of cemented sliding sleeve fracturing

在流固耦合分析中使用有效应力原理^[16],有效应力矩阵的表达式为

$$\sigma' = \sigma + p_w I \quad (3)$$

式中, σ' 为有效应力矩阵; I 为单位张量。

岩体应力平衡方程可表示为

$$\int_V (\sigma' - p_w I) : \delta \varepsilon dV = \int_S t \delta v dS + \int_V f \delta v dV + \int_V (sn + n_l) \rho_w g \delta v dV \quad (4)$$

(2) 渗流控制方程。渗流流体的连续性方程^[17]为

$$\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (J \rho_w n_w) = - \frac{\partial}{\partial x} (\rho_w n_w v_w) \quad (5)$$

式中, J 为多孔介质体积变化比率; n_w 为孔隙比; v_w 为流体渗流速度。

取孔隙压力 δu_w 为权函数,式(5)可化为“弱”形式:

$$\int_V \delta u_w \frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (J \rho_w n_w) dV + \int_V \delta u_w \frac{\partial}{\partial x} (\rho_w n_w v_w) dV = 0 \quad (6)$$

假设孔隙流体的密度、流体体积分数等在时间步内没有很大的变化,采用有限差分法对含时间项部分进行离散,式(6)可化为

$$\int_V \delta u_w \frac{(J \rho_w n_w)_{t+\Delta t} - (J \rho_w n_w)_t}{\Delta t} dV + \int_V \delta u_w \left(J \frac{\partial}{\partial x} (\rho_w n_w v_w) \right)_{t+\Delta t} dV = 0 \quad (7)$$

根据格林公式,式(7)可化为

$$\int_V \left[\delta u_w \left(\frac{\rho_w}{\rho_w^0} n_w - \frac{1}{J} \left(\frac{\rho_w}{\rho_w^0} J n_w \right)_t \right) - \Delta t \frac{\rho_w}{\rho_w^0} n_w \frac{\partial \delta u_w}{\partial x} v_w \right] dV + \Delta t \int_S \delta u_w \frac{\rho_w}{\rho_w^0} n_w n v_w dS = 0. \quad (8)$$

流体在多孔介质中的流动服从 Darcy 定律^[16]:

$$v_w = - \frac{1}{\rho_w n_w g} \mathbf{K} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} - \rho_w g \right). \quad (9)$$

式中, \mathbf{K} 为渗透系数矩阵; p_w 为孔隙压力。

在有限元分析时, 每一个单元上可写出单元的位移函数和压力函数, 将位移函数代入到几何方程中得到应变函数, 利用岩体本构方程得到应力函数, 将上述关系式代入到岩体的应力平衡方程式(4)和流体渗流平衡方程式(8)得到其有限元格式。

$$\mathbf{K}_{dd} \boldsymbol{\mu} + \mathbf{K}_{dp} p = \mathbf{F}_r. \quad (10)$$

$$\mathbf{K}_{ud} \boldsymbol{\mu} + \mathbf{K}_{up} p = \mathbf{F}_f. \quad (11)$$

式中, $\boldsymbol{\mu}$ 为岩体位移; p 为流体压力; \mathbf{K}_{dd} 为位移刚度矩阵; \mathbf{K}_{ff} 为压力项矩阵; \mathbf{K}_{du} 与 \mathbf{K}_{ud} 为岩体有效应力与孔隙压力的耦合矩阵; \mathbf{F}_r 与 \mathbf{F}_f 为外载荷矩阵。

相应的非线性有限元增量方程和求解方法见文献[17]。

2.3 起裂压力计算

大多数学者^[18-21]认为基于最大拉应力准则预测裂缝的起裂压力比其他破裂准则更准确, 当水泥环存在的最大周向应力大于其抗拉强度时出现初始裂缝。

计算分为两个载荷步: ① 钻开井眼并固井后施加 σ_v 、 σ_H 和 σ_h 3 个方向的初始地应力场, 计算得到固井后的地应力场分布; ② 将计算得到的地应力场导入到模型中, 施加边界条件后, 先根据现场施工结果确定施加的压裂液压力范围, 采用基于 python 语言进行二分法的二次开发计算起裂压力。计算施加压裂液压力 p 时水泥环上产生的最大周向应力 σ_{\max} , 与水泥环的抗拉强度 p_t 进行比较, 直至 $|\sigma_{\max} - p_t| < 1 \text{ kPa}$, 此时的压力 p 即为起裂压力。

3 实例验证

桃 X 井为国内第一口滑套固井压裂技术试验井, 该井采用 Schlumberger 公司 TAP 完井多级分层压裂工艺对盒 8 组气层进行了压裂作业^[12]。计算地层为盒 8 上段地层, 地应力参数为: 最大水平地应力 56.6 MPa, 最小水平地应力 50.4 MPa, 上覆岩层压力 80 MPa, 孔隙压力 28 MPa, 材料参数见表 2。

表 2 材料参数

Table 2 Material parameters

材料	弹性模量 E/GPa	泊松比	抗拉强度 p_t/MPa	渗透率 $k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度 $\varphi/\%$
套管	206	0.30	—	—	—
水泥环	11	0.25	6	0.002	0.130
地层	28	0.21	4	1.510	0.095

根据上述理论和方法, 建立了桃 X 井滑套固井压裂的计算模型, 并通过非线性有限元法计算了流固耦合条件下水泥环与地层的周向应力分布, 计算结果如图 5 所示。根据计算结果, 当端口水泥环处的最大周向应力为 6.0 MPa 时达到水泥环的抗拉强度, 此时压裂液压力为 50.6 MPa, 即起裂压力为 50.6 MPa。现场压裂施工结果表明, 本井的实际压裂压力为 46.5 MPa。利用本文方法计算的起裂压力与实际压裂压力的误差为 8.8%, 说明本文中所建立的模型及起裂压力的计算方法准确可行。

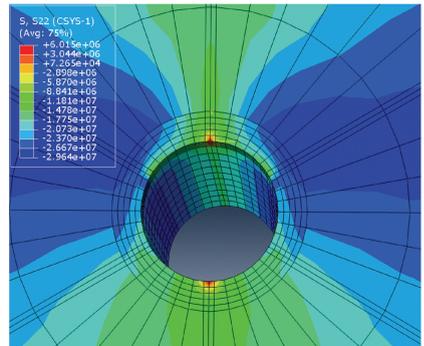


图 5 最大周向应力分布

Fig. 5 The maximum circumferential stress distribution

4 各因素对起裂压力的影响

4.1 地层岩石弹性模量对起裂压力的影响

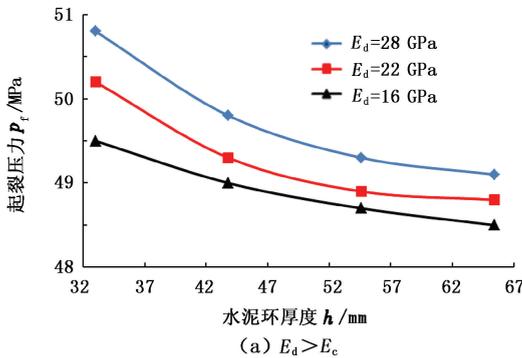
弹性模量是地层岩石的重要力学参数, 是衡量岩石抵抗弹性变形能力的尺度。不同地层岩石弹性模量差异较大, 计算得到不同地层弹性模量条件下滑套固井压裂的起裂压力如表 3 所示。

由表 3 中可以看出, 起裂压力随地层弹性模量的增大而增大。这是因为在滑套固井压裂中, 地层包裹着水泥环, 水泥环受到地层的约束作用。随着地层弹性模量的增大, 地层抵抗变形的能力增强, 即水泥环受到的约束作用增大, 相同条件下产生的应变及位移减小, 因此水泥环产生的应力减小, 需要更大的载荷才能使水泥环的最大周向应力达到其抗拉强度, 即起裂压力增大。

表3 地层弹性模量对起裂压力的影响

Table 3 Effect of elastic modulus of formation on fracture initiation pressure

序号	水泥环弹性模量 E_c /GPa	地层弹性模量 E_d /GPa	起裂压力 p_f /MPa
1	11	4	46.9
2	11	10	47.7
3	11	16	49.3
4	11	22	50.2
5	11	28	50.6
6	11	34	51.6
7	11	40	52.3



4.2 水泥环厚度对起裂压力的影响

取半径扩大率分别为10%、20%、30%和40%，分水泥环弹性模量大于、等于和小于地层弹性模量3种情况，当水泥环与地层弹性模量相等时，两者性质相同，所以起裂压力不随水泥环厚度的变化而改变。就水泥环弹性模量大于和小于地层弹性模量两种情况进行研究，计算中取水泥环弹性模量为11 GPa，计算得到的起裂压力随水泥环厚度的变化如图6所示。

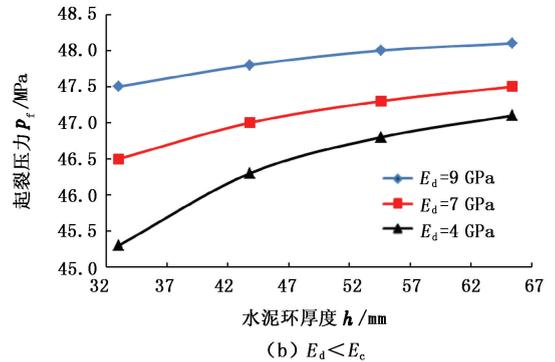


图6 水泥环厚度对起裂压力的影响

Fig. 6 Effect of thickness of cement sheath on fracture initiation pressure

由图6可知，水泥环厚度对起裂压力的影响与水泥环和地层弹性模量有关，其影响规律可以用弹性力学相关理论^[19]进行解释：当地层弹性模量大于水泥环弹性模量时，随着水泥环厚度的增大，水泥环对应力及应变分布的影响变大，由于水泥环弹性模量较小，因此水泥环产生的应力及应变增大，即水泥环的起裂压力减小；当地层弹性模量小于水泥环弹性模量时，随着水泥环厚度的增大，水泥环产生的应力及应变减小，即水泥环的起裂压力增大。

4.3 水平地应力差对起裂压力的影响

根据盒8组储层的地应力数据，该压裂层段的平均水平地应力差为8.4 MPa。假设端口方向沿最大水平地应力方向，计算得到不同地应力条件下的起裂压力(表4)。

由表4中起裂压力数据可知，水平地应力差对起裂压力的影响较大，第5组起裂压力比第1组起裂压力高22.5%，第5组起裂压力比第9组起裂压力高14.4%；同时，起裂压力随水平地应力差的增大而减小。

4.4 端口方位角对起裂压力的影响

端口方位角是指端口与最大水平地应力的夹角，当端口个数为6时端口方位角 α 的取值为 $0^\circ \sim 30^\circ$ ，如图7所示。

表4 水平地应力差对起裂压力的影响

Table 4 Effect of horizontal stress difference on fracture initiation pressure

序号	最小水平地应力 σ_{H1} /MPa	最大水平地应力 σ_{H2} /MPa	起裂压力 p_f /MPa
1	43.6	52	46.7
2	45.6	52	48.4
3	47.6	52	51.1
4	49.6	52	53.9
5	51.6	52	57.2
6	51.6	54	55.3
7	51.6	56	52.9
8	51.6	58	51.1
9	51.6	60	50.0

不同端口方位角对应的起裂压力如图8所示。由图8可以看出，端口方位角对起裂压力有较大影响，起裂压力随端口方位角的增大而增大，且随着方位角的增大，起裂压力增大的趋势加剧，端口方位角为 0° 的起裂压力比端口方位角为 30° 的起裂压力低10.3%。

以上水平地应力差及端口方位角对起裂压力的影响可用岩石断裂的最小能量原理进行解释^[22]，根据最小能量原理，裂缝总是沿阻力最小的方向破裂及扩展。当端口方向沿最大水平地应力方向(端口方位角为 0°)时，需要克服的是最小水平地应力产

生的阻力,最小水平地应力越大,阻力越大,即起裂压力随水平地应力差的减小而增大;其次,当端口方位角不为 0° 时,裂缝破裂及扩展需要克服的是最大水平地应力与最小水平地应力沿端口方向产生的合力,随着端口方位角的增大,最大水平地应力的影响增大,合力增大,所需破裂能量增大,即起裂压力随端口方位角的增大而增大。在摆放滑套固井压裂工具时,应尽量使端口沿最大水平地应力的方向,或者增多端口个数,以降低端口与最大水平地应力的夹角。

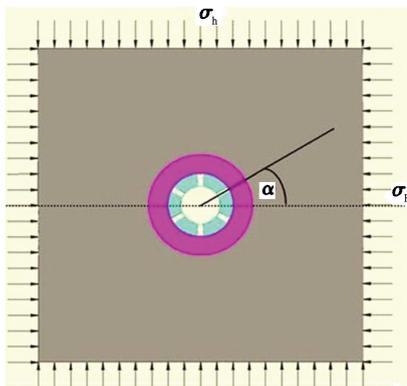


图7 端口方位角示意图

Fig. 7 Azimuth angle of ports

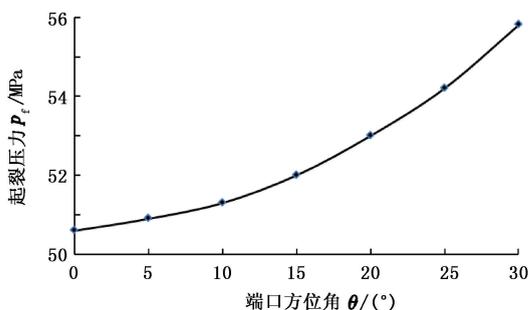


图8 端口方位角对起裂压力的影响

Fig. 8 Effect of azimuth of valve on fracture initiation pressure

5 结论

(1)水平地应力差及端口方位角是滑套固井压裂起裂压力的主要影响因素。随着水平地应力差的增大,起裂压力降低,随着端口方位角的增大,起裂压力增大;地层岩石的弹性模量对破裂有较大影响,随着地层岩石弹性模量的增大,起裂压力增大;水泥环厚度对起裂压力的影响规律与水泥环和地层的弹性模量有关,当地层弹性模量大于水泥环弹性模量时,起裂压力随水泥环厚度的增大而减小,当地层弹性模量小于水泥环弹性模量时,起裂压力随水泥环

厚度的增大而增大。

(2)研究的水平地应力差及端口方位角对起裂压力的影响规律仅适用于直井压裂,随着定向井及水平井的大量应用,后续研究中需要考虑井斜角及井眼方位角对起裂压力的影响。

参考文献:

- [1] 李建中,郑民,张国生,等. 中国常规与非常规天然气资源潜力及发展前景[J]. 石油学报,2012,33(增1): 89-98.
LI Jianzhong, ZHENG Min, ZHANG Guosheng, et al. Potential and prospects of conventional and unconventional natural gas resource in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(s1):89-98.
- [2] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等. 中国页岩气研究现状及发展趋势[J]. 石油学报,2010,31(4):689-694.
CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010,31(4):689-694.
- [3] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(2):129-136.
- [4] 王永辉,卢拥军,李永平,等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报,2012,33(增1):149-158.
WANG Yonghui, LU Yongjun, LI Yongping, et al. Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(s1):149-158.
- [5] 谢和平,高峰,鞠杨,等. 页岩地层压裂改造的非常规理论与技术构想[J]. 四川大学学报:工程科学版,2012,44(6):1-5.
XIE Heping, GAO Feng, JU Yang, et al. Unconventional theories and strategies for fracturing treatments of shale gas strata[J]. Journal of Sichuan University (Engineering Science Edition), 2012,44(6):1-5.
- [6] 肖刚,唐颖. 页岩气及其勘探开发[M]. 北京:高等教育出版社,2012:110-111.
- [7] 陈惟国,孙敏,梁利平,等. 提高分压选压效果技术研究[J]. 石油钻采工艺,2003,25(4):55-59.
CHEN Weiguo, SUN Min, LIANG Liping, et al. Study of improving the effect of multiple fracturing and selective fracturing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2003,25(4):55-59.
- [8] 刘艳艳,刘大伟,刘永良,等. 水力压裂技术研究现状

- 及发展趋势[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(3): 75-78.
- LIU Yanyan, LIU Dawei, LIU Yongliang, et al. Study progresses of hydraulic fracturing technology[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2011, 28(3): 75-78.
- [9] 董云龙, 唐世忠, 牛艳花, 等. 水平井套管固井滑套分段压裂完井存在问题及对策[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(1): 28-30.
- DONG Yunlong, TANG Shizhong, NIU Yanhua, et al. Problems and measurements of sliding sleeve staged fracturing completion in casing cementing horizontal wells [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2013, 35(1): 28-30.
- [10] RYTLEWSKI G L, COOK J M, SCHLUMBERGER. A study of fracture initiation pressures in cemented cased-hole wells without perforations [R]. SPE 100572, 2006.
- [11] RYTLEWSKI G, SCHLUMBERGER. Multiple-layer completions for efficient treatment of multilayer reservoirs[R]. IADC/SPE 112476, 2008.
- [12] 白建文, 胡子见, 侯东红, 等. 新型 TAP 完井多级分层压裂工艺在低渗气藏的应用[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(4): 51-53.
- BAI Jianwen, HU Zijian, HOU Donghong, et al. Application of new TAP multi-level hierarchical fracturing completion technique in low-permeability gas reservoir [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2010, 32(4): 51-53.
- [13] 杨焕强, 王瑞和, 周卫东. 垂直于双材料非完美界面的裂纹断裂分析[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(35): 10450-10454.
- YANG Huanqiang, WANG Ruihe, ZHOU Weidong. Fracture analysis of crack perpendicular to an imperfect bimaterial interface[J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(35): 10450-10454.
- [14] CHEN Zhongming, ECONOMIDES M J. Effect of near-wellbore fracture geometry on fracture execution and post-treatment well production of deviated and horizontal wells[R]. SPE 39425, 1999.
- [15] YANG Huanqiang, WANG Ruihe, ZHOU Weidong, et al. A study of influencing factors on fracture initiation pressure of cemented sliding sleeve fracturing[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, 18: 219-226.
- [16] MALVERN L E. Introduction to the mechanics of a continuous medium[M]. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, Inc, 1969: 423-434.
- [17] 张广明, 刘合, 张劲, 等. 储层流固耦合的数学模型和非线性有限元方程[J]. 岩土力学, 2010, 31(5): 1657-1662.
- ZHANG Guangming, LIU He, ZHANG Jin, et al. Mathematical model and nonlinear finite element equation for reservoir fluid solid coupling[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2010, 31(5): 1657-1662.
- [18] 程远方, 王桂华, 王瑞和. 水平井水力压裂增产技术中的岩石力学问题[J]. 岩石力学与工程学报, 2004, 23(14): 2463-2466.
- CHENG Yuanfang, WANG Guihua, WANG Ruihe. Rock mechanics problems in horizontal well fracturing [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2004, 23(14): 2463-2466.
- [19] 陈勉, 金衍, 张广清. 石油工程岩石力学[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 164-174.
- [20] 朱海燕, 邓金根, 刘书杰, 等. 定向射孔水力压裂起裂压力的预测模型[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 556-562.
- ZHU Haiyan, DENG Jingen, LIU Shujie, et al. A prediction model for the hydraulic fracture initiation pressure in oriented perforation [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 556-562.
- [21] HOSSAIN M M, RAHMAN M K, RAHMAN S S. Hydraulic fracture initiation and propagation: roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes [J]. *JPSE*, 2000, 27: 129-149.
- [22] 李正军. 基于最小耗能原理水力压裂裂缝起裂及扩展规律研究[D]. 大庆: 东北石油大学石油工程学院, 2011.
- LI Zhengjun. Research on the law of fracture initiation and propagation based on principle of minimum consume energy[D]. Daqing: College of Petroleum Engineering in Northeast Petroleum University, 2011.

(编辑 李志芬)