

页岩储层层间暂堵转向工艺技术研究

徐浩, 袁菁华, 胡康存

(大庆油田有限责任公司井下作业分公司, 黑龙江 大庆 163453)

摘要:针对大庆古龙页岩油储集层页理发育丰富, 水平渗透率低, 垂向无法流动等特点, 需通过暂堵转向压裂技术增大净压力, 利用暂堵颗粒封堵炮眼迫使压裂液转向, 进一步提高裂缝复杂程度。本文通过分析暂堵颗粒在井筒以及炮眼附近的受力与暂堵前后压力变化, 提出暂堵颗粒运动方程, 建立评价暂堵颗粒坐封效果的两个参数, 制定暂堵转向评价标准, 形成了暂堵颗粒用量设计方法, 研究页岩油试验区水平井压裂施工中暂堵颗粒的封堵效果。现场试验结果显示暂堵有效率达到66.7%, 坐封效率达到74%, 暂堵颗粒效率达到34%, 暂堵后裂缝起裂位置或延伸方向明显不同, 炮眼封堵有效, 实现了压裂转向的目的, 为今后页岩油储集层压裂改造提供理论支撑。

关键词:页岩油; 水平井分段压裂; 暂堵颗粒; 暂堵转向; 坐封效果

中图分类号: TE357 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2023)04-0127-08

Research on inter-layer temporary plugging steering process technology for shale reservoirs

XU Hao, YUAN Jinghua, HU Kangcun

(Downhole Operation Branch of Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing Heilongjiang 163453, China)

Abstract: In response to the characteristics of Daqing Gulong Shale-type reservoirs such as rich phyllite, low horizontal permeability and inability to flow in the vertical direction, it is necessary to increase the pure pressure by temporary plugging steering fracturing technology. The degree of fracture complexity is further increased using the temporary particles to seal the borehole and force the fracturing fluid to turn. This paper analyzes the force and pressure changes of temporary plugging particles in the wellbore and near the shot-holes before and after temporary plugging, proposes the equation of motion of the temporary plugging particles, establishes two parameters to evaluate the setting effect of temporary plugging particles, sets the standard to evaluate the temporary plugging steering, develops the dosage design method of temporary plugging particles, and studies the sealing effect of temporary plugging particles in the process of fracturing construction for horizontal wells in shale oil test area. The field test results show that the efficiency of temporary plugging reached 66.7%, the setting efficiency reached 74% and the temporary plugging particle efficiency reached 34%. The fracture initiation position or extensive direction is obviously different after temporary plugging, the shot-hole sealing is effective, and the purpose of fracture steering is realized, which provides theoretical support for the future work of fracturing for shale oil reservoirs.

Key words: shale oil; segmentation fracturing for horizontal well; temporary plugging particles; temporary plugging steering; setting effect

0 引言

随着页岩油储层增产改造技术的不断深入, 暂

堵转向压裂工艺在页岩油储层开发中的重要性也不断显现^[1]。页岩油储层主要采用密集切割、大段

收稿日期: 2022-10-26; 修回日期: 2023-06-16 DOI: 10.12143/j.ztgc.2023.04.017

第一作者: 徐浩, 男, 汉族, 1988年生, 工程师, 机械设计及其自动化专业, 主要从事页岩油、致密油气压裂增产改造研究工作, 黑龙江省大庆市让胡路区, jx_xuhao@petrochina.com.cn。

引用格式: 徐浩, 袁菁华, 胡康存. 页岩储层层间暂堵转向工艺技术研究[J]. 钻探工程, 2023, 50(4): 127-134.

XU Hao, YUAN Jinghua, HU Kangcun. Research on inter-layer temporary plugging steering process technology for shale reservoirs [J]. Drilling Engineering, 2023, 50(4): 127-134.

多簇、大排量大规模体积压裂“打碎”储层的压裂设计理念,层间暂堵转向工艺技术能够促进压裂裂缝复杂程度最大化和压裂储层改造体积最大化,增强储层改造SRV和压后产油EUR^[2]。

暂堵转向压裂就是利用储层物性的差异和非均质性,改变人工裂缝的形态,让人工裂缝更加错综复杂的有效措施^[3],依据先压开地层先进液的特性,在压裂期间投入高强度可溶暂堵颗粒^[4],封堵易进液层段的射孔炮眼,迫使液体流转向难开启储层,使先开启裂缝延伸速度受阻,促使后开启簇裂缝得到有效延伸,提高井底的净压力,实现多簇充分均衡开启并形成新裂缝延伸扩展,压裂后暂堵颗粒在地层条件下一定时间内降解完全,随压裂液从地层排出,不会对地层造成污染^[5]。

古龙页岩油储集层页理发育丰富,水平渗透率低,垂向无法流动,必须通过大规模水力压裂工艺技术实现工业化开采,复杂缝网的形成仅仅依靠大排量、大液量是不够的,储层改造SRV面积需进一步提高。根据其压裂施工工艺特点,从暂堵转向技术入手,分析暂堵颗粒在井筒与炮眼附近受力及封堵前后压力变化情况,建立暂堵颗粒运动方程,得到了暂堵颗粒在水平井筒中的运移速度,提出了坐封效率及暂堵颗粒效率两个参数,通过压前小型测试结果判断裂缝开启数量及进液孔眼数量,根据施工排量及压力波动情况实时调整暂堵颗粒投放参数和时机,达到复杂缝网形成的目的,实现页岩储集层的高效动用。

1 暂堵颗粒坐封因子模型

暂堵颗粒在井筒中运移时的受力主要有重力 F_G 、压力梯度力 F_p 、阻力 F_d 、附加质量力 F_m 、Basset力 F_B 的影响,见图1,该模型适用于暂堵颗粒在直井或水平井井筒倾角位置的受力^[6-7],暂堵颗粒的受力为后续坐封因子模型提供计算参数。

暂堵颗粒的运动方程为:

$$m_b \frac{dv_b}{dt} = (F_G - F_p) \cos \theta - F_d - F_B - F_m \quad (1)$$

各作用力的表达式为:

$$F_G = \frac{\pi}{6} d_b^3 \rho_b g \quad (2)$$

$$F_p = \frac{\pi}{6} d_b^3 \rho_l g \quad (3)$$

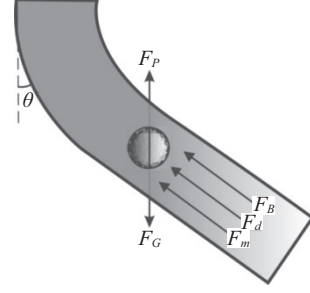


图1 暂堵颗粒在井筒中受力分析

Fig.1 Force diagram of temporary plugging particles in wellbore

$$F_d = \frac{\pi}{8} K_D d_b^2 \rho_l v_{slip}^2 \quad (4)$$

$$F_m = \frac{\pi}{12} d_b^3 \rho_l \left(\frac{dv_b}{dt} - \frac{dv_l}{dt} \right) \quad (5)$$

$$F_B = \frac{3}{2} d_b^2 \sqrt{\pi \mu_a \rho_l / 1000} \int_0^t d\xi \left(\frac{dv_b}{d\xi} - \frac{dv_l}{d\xi} \right) / \sqrt{t - \xi} \quad (6)$$

式中: v_b ——暂堵颗粒运移速度,m/s; v_l ——液体运移速度,m/s; v_{slip} ——暂堵颗粒在压裂液中由于密度、井筒倾角不同导致的滑移速度,m/s; ρ_b, ρ_l ——暂堵颗粒与液体的密度, kg/m^3 ; d_b ——暂堵颗粒直径,m; θ ——井筒倾斜角, $^\circ$; K_D ——拖拽系数,与流体状态有关,无因次; μ_a ——压裂液视粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; m_b ——暂堵颗粒质量,kg; g ——重力加速度,m/s²。

由于暂堵颗粒在井筒中的运动主要包括初期短暂的加速运动和长时间的匀速运动,且加速运动时间仅为0.5 s左右,故认为可以忽略短暂的加速不稳定运动状态,仅考虑受力平衡的匀速运动状态^[8-10],即 $dv_b/dt=0$, $dv_b/dt=0$, $dv_l/dt=0$,代入公式(5)、(6),计算出Basset力 F_B 和附加力 $F_m=0$,忽略附加质量力和Basset力,将式(2)、(3)、(4)带入式(1)并简化为:

$$\frac{\pi}{6} d_b^3 (\rho_b - \rho_l) \cos \theta - \frac{\pi}{8} K_D d_b^2 \rho_l v_{slip}^2 = 0 \quad (7)$$

进一步可知拖拽系数 K_D 表达式为:

$$K_D = \frac{4d_b(\rho_b - \rho_l) \cos \theta}{3\rho_l v_{slip}^2} \quad (8)$$

研究发现,暂堵颗粒在炮眼附近运动时同时受到惯性力和退拽力影响,当拖拽力大于惯性力时,暂堵颗粒坐封到炮眼上。

拖拽力计算公式:

$$F_D = \frac{\pi}{32} K_D \rho_l d_b^2 v_{\text{perf}}^2 \quad (9)$$

惯性力计算公式:

$$F_I = \frac{\pi}{12} \frac{\rho_b d_b^3 v_b^2}{d_{\text{pipe}}} \quad (10)$$

将拖拽系数 K_D 代入公式(9)、(10)可得坐封因子表达式为:

$$R_b = \frac{F_D}{F_I} = \frac{3}{8} \frac{K_D \rho_l d_{\text{pipe}} v_{\text{perf}}^2}{\rho_b d_b v_b^2} = \frac{d_{\text{pipe}} v_{\text{perf}}^2 (\rho_b - \rho_l) \cos \theta}{2 \rho_b v_b^2 v_{\text{slip}}} \quad (11)$$

式中: K_D ——拖拽系数,与流体状态有关,无因次;
 ρ_b 、 ρ_l ——暂堵颗粒与压裂液的密度, kg/m^3 ; d_{pipe} ——套管直径, m ; v_{perf} ——射孔炮眼处流速, m/s ; v_{slip} ——暂堵颗粒在压裂液中由于密度、井筒倾角不同导致的滑移速度, m/s ; v_b ——暂堵颗粒运移速度, m/s ; θ ——井筒倾斜角, $(^\circ)$; d_b ——暂堵颗粒直径, m 。

根据式(11)可知,暂堵颗粒坐封因子值越大,表明暂堵颗粒所受到的拖曳力越大,越容易封住进液炮眼,实现暂堵颗粒封堵高导流能力炮眼的目的, v_b 、 v_{perf} 其中主要受推暂堵颗粒排量影响, d_b 可根据射孔弹直径及炮眼磨蚀情况进行调整。

2 暂堵转向参数及评价指标

暂堵转向技术的成功应用首先需找到影响坐封因子的主要影响因素,即推颗粒排量、射孔直径及暂堵颗粒直径,制定合理的暂堵评价标准及可行性的评价方法,根据需求制定暂堵颗粒的材料、直径、密度、数量等关键参数,利用暂堵颗粒临时封堵作用,提高净压力,促使更多新裂缝的开启和延伸,增加裂缝的复杂程度,增大单井改造体积。

2.1 主要影响因素分析

对于页岩油储层压裂工艺技术,施工排量一般在 $14 \sim 20 \text{ m}^3/\text{min}$,当暂堵颗粒到达炮眼处对初次进液通道形成暂时封堵作用,井底净压力增加导致地面施工压力上涨^[11],White等^[12]研究发现,由暂堵颗粒引起的压力变化值如式(12)所示:

$$\Delta P_b = P_{\text{perf, after}} - P_{\text{perf, before}} \quad (12)$$

其中,

$$P_{\text{perf}} = \frac{\rho_l q^2}{4.5 \times 10^8 \pi^2 n_{\text{perf}}^2 C_D^2 d_{\text{perf}}^4} \quad (13)$$

将式(13)带入式(12)得到:

$$\Delta P_b = \frac{q^2 \rho_l}{4.5 \times 10^8 \pi^2 (C_D d_{\text{perf}}^2)^2} \times (n_{\text{perf, after}}^{-2} - n_{\text{perf, before}}^{-2}) \quad (14)$$

式中: $P_{\text{perf, before}}$ ——暂堵前施工压力, MPa ; $P_{\text{perf, after}}$ ——暂堵后施工压力, MPa ; q ——施工排量, m^3/min ; ρ_l ——压裂液的密度, kg/m^3 ; C_D ——流量系数,无因次; d_{perf} ——炮眼直径, m ; $n_{\text{perf, before}}$ 、 $n_{\text{perf, after}}$ ——暂堵前、暂堵后进液孔眼数。

求解上述方程,封堵后进液孔眼数为:

$$n_{\text{perf, after}} = \left[\frac{4.5 \times 10^8 \pi^2 \Delta P_b (C_D d_{\text{perf}}^2)^2}{q^2 \rho_l} + \frac{1}{n_{\text{perf, before}}^2} \right]^{-0.5} \quad (15)$$

封堵孔眼数目为:

$$\Delta n_{\text{perf, ball}} = n_{\text{perf, before}} - n_{\text{perf, after}} \quad (16)$$

定义坐封效率为:

$$E_b = \frac{\Delta n_{\text{perf, ball}}}{n_{\text{perf, before}}} \quad (17)$$

定义暂堵颗粒效率为:

$$E_{\text{eb}} = \frac{\Delta n_{\text{perf, ball}}}{n_{\text{ball}}} \quad (18)$$

式中: $n_{\text{perf, before}}$ ——暂堵前进液孔眼数; n_{ball} ——暂堵颗粒数量。

暂堵颗粒坐封效率为孔眼封堵数与暂堵前进液孔眼数的比值,暂堵颗粒坐封效率越高,意味着孔眼封堵数量越多,暂堵颗粒封堵效果越好;暂堵颗粒效率是封堵孔眼数与投入暂堵颗粒数量的比值,暂堵颗粒效率越高说明起到封堵效果的暂堵颗粒越多。

2.2 暂堵效果评价标准及方法

依据勘探院的物理模拟实验结果,其中储层岩石弹性模量 21 GPa ,泊松比 0.24 ,储层渗透率 $2 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$,储层孔隙度 10.8% ;地层压力 30 MPa ,水平最大主应力 30 MPa ,水平最小主应力 27 MPa ,以此为实际基础建立有限元网格数值模型,如图2所示,当地层应力发生反转后,如果反转后应力差 $< 3 \text{ MPa}$,人工裂缝仍延原裂缝延伸,应力差 $> 3 \text{ MPa}$,可以产生新的裂缝,故以暂堵响应压差 3 MPa 为暂堵评价标准,采用暂堵响应压力上涨评价方法,即在低排量或施工排量保持不变同时投入前后液体性能保持不变的情况下,持续观察压力上涨幅度,当压力上涨停止后压力降落时与上涨前初始压力进行对比,压力涨幅可具体分为暂堵颗粒到位压力和施工前后同排量下的压力对比^[13-15]。

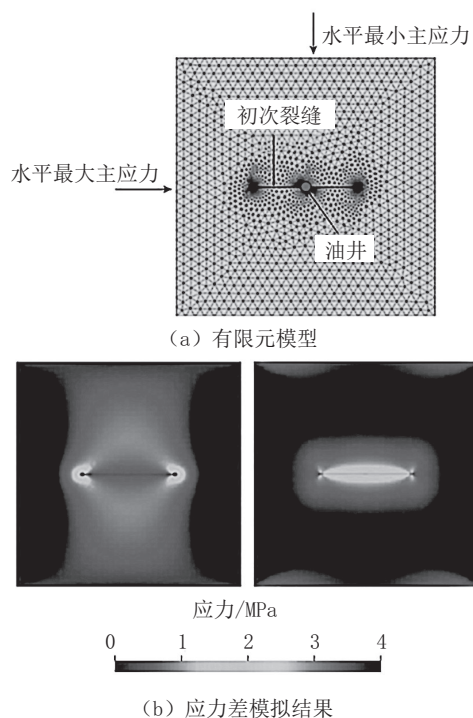
图2 有限元模型和应力差模拟结果^[15]

Fig.2 Finite element model and results of differential stress simulation

2.2.1 暂堵颗粒优选

暂堵颗粒的优选条件需满足:(1)适当的用量,暂堵颗粒用量过少,封堵程度不够,导致复杂缝网形成范围受限;暂堵颗粒用量过多,不仅造成施工成本的浪费,还使现场的施工难度增大和作业时间增加;(2)合适的粒径,与磨蚀后的炮眼匹配性较好,随压裂液入井后能够有效嵌入炮眼;(3)适合的排量,推颗粒排量过高会降低暂堵颗粒坐封因子,坐封效果受限,推颗粒排量过低会导致暂堵响应压差过高,造成后期施工难度高,施工时效低;(4)具有一定的封堵性,即在满足储层温度、压力条件下形成有效封堵,提高裂缝缝内净压力,进而使得难进液裂缝得到有效开启;(5)压后一定时间内可以彻底降解并顺利返排出井筒,避免对地层造成伤害。

2.2.2 暂堵颗粒用量

目前暂堵颗粒设计用量主要依据进液孔眼数量与加砂量决定,根据压前小型测试计算得出进液孔眼数,如表1所示,综合考虑暂堵前加砂量为60~160 m³,进液孔数在20~30个,以及暂堵颗粒密度损耗等因素,选择暂堵颗粒用量为进液孔数的2~3倍,即单段暂堵颗粒40~90颗^[16]。

表1 A井第一段地层开孔率计算参数

Table 1 Calculation parameters of stratum opening rate in the first section of Well A

测试排量/(m ³ ·min ⁻¹)	16.3
测试压力/MPa	64.0
地面压力/MPa	34.4
地层深度/m	2500
系统摩阻/MPa	29.6
孔缝摩阻/MPa	8.71
射孔孔眼/个	60
单孔排量/(m ³ ·min ⁻¹)	0.6
进液孔数/个	27
开孔率/%	45.2

2.2.3 暂堵颗粒直径

暂堵颗粒直径选择主要参考试验区射孔枪型及弹型,试验区首段采用YD95枪EH39RDX30-1等孔径弹,其余层段采用YD89枪,EH39RDX30-1等孔径弹,孔密20孔/m,相位60°,单段射开35~60孔,根据射孔弹孔径11.2 mm为原则,暂堵颗粒直径大于孔眼直径6 mm左右,考虑加砂打磨孔眼(见图3),暂堵颗粒直径可以根据砂量大小增加,暂堵前砂量>100 m³时,暂堵颗粒直径调整至大于孔眼6~10 mm,综合考虑采用Ø15~22 mm暂堵颗粒。

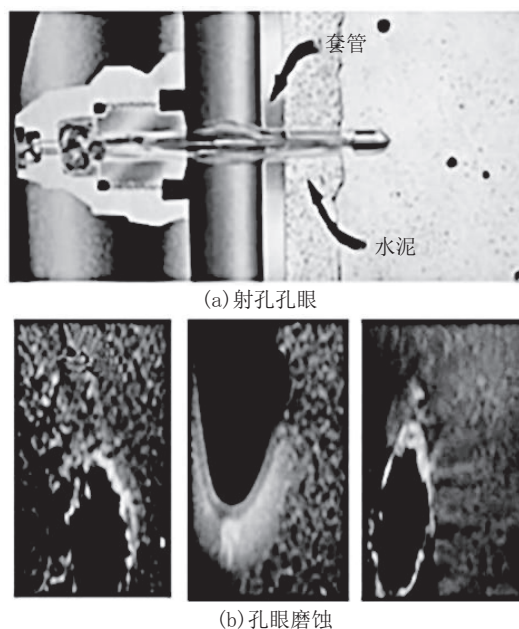


图3 射孔孔眼及孔眼磨蚀示意

Fig.3 Schematic diagram of shot-holes and hole abrasion

2.2.4 推暂堵颗粒排量

由式(11)可知,暂堵颗粒坐封因子与暂堵颗粒运移速度呈负相关关系,即暂堵颗粒运移速度越低,则暂堵颗粒坐封因子越高,而暂堵颗粒运移速度与推暂堵颗粒排量呈正相关性,即推暂堵颗粒排量越高,暂堵颗粒运移速度越高,综合可知,暂堵颗粒坐封因子与推暂堵颗粒排量呈负相关,结合现场施工情况也验证了其相关性,但由于页岩油储层施工排量高,施工难度大,采用 $5.0\sim 7.0\text{ m}^3/\text{min}$ 排量进行推颗粒后压力涨幅过高(见图4),导致后续施工难以顺利进行,故认为适当提高推颗粒排量至 $8.0\sim 10.0\text{ m}^3/\text{min}$,在提高整体施工效率的前提下保障暂堵效果^[17-18]。

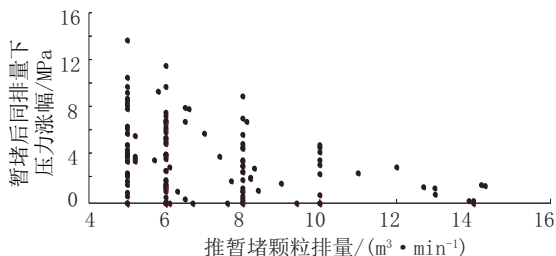


图4 推暂堵颗粒排量与压力涨幅关系
Fig.4 Relationship between displacement and pressure rising of the temporarily plugging particles

2.3 暂堵施工参数

根据优化的实验结果,总结出古龙页岩油层间暂堵转向压裂的暂堵相关参数,如表2所示。

表2 古龙页岩油层间暂堵转向压裂基本参数	
Table 2 Basic parameters of temporary plugging steering fracturing in Gulong shale oil layers	
推暂堵颗粒排量/ $(\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1})$	8~10
压裂液密度/ $(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$	1003
压裂液粘度/ $(\text{Pa}\cdot\text{s})$	0.003
暂堵颗粒密度/ $(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$	1770
暂堵颗粒直径/mm	15~22
暂堵颗粒数目/个	40~90

3 暂堵转向现场应用

在X页岩油试验区中的10口井中应用层间暂堵转向技术,本文以B井为例,B井设计压裂层段28段,其中21段采用暂堵转向工艺,B井具体压裂施工参数如表3所示,暂堵颗粒坐封效果如表4所示。

表3 B井压裂施工基本参数	
Table 3 Basic parameters of fracturing in Well B	
施工排量/ $(\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1})$	14~16
压裂液密度/ $(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$	1003
压裂液粘度/ $(\text{Pa}\cdot\text{s})$	0.003
暂堵颗粒密度/ $(\text{kg}\cdot\text{m}^{-3})$	1770
暂堵颗粒直径/mm	17~22
暂堵颗粒数目/个	40~90
井筒倾角/ $(^\circ)$	89
套管直径/m	0.121
炮眼直径/mm	11.2
射孔数量/个	46~61

根据全井压裂施工参数进行暂堵封堵效果评价,分析影响暂堵颗粒封堵效果的因素发现,达到设计要求14段,占比66.7%,实际暂堵响应压差在 $0.2\sim 10.8\text{ MPa}$,平均 4.3 MPa ,颗粒坐封效率在 $20\%\sim 100\%$ 之间,平均74%;暂堵颗粒效率在 $7.53\%\sim 70\%$,平均34%,有效封堵了进液炮眼,实现了转向压裂的目的。各段暂堵颗粒封堵效果不一致,分析原因是各段地质、工程参数存在一定程度差异,通过第2、4段参数对比发现,采用较高的推颗粒排量,并提高大粒径暂堵颗粒能够实现较高的坐封效率,从第4、5段参数对比发现,控制射孔数量、提高大粒径颗粒、并控制暂堵前砂量占比能够避免“超级孔”的产生,提高整体坐封效率。进一步调整参数后从第6段开始普遍坐封效率 $>70\%$,达到预期效果。

4 微地震监测效果验证

采用地面微地震与井下微地震相结合的监测方式,与现场施工过程中统计的暂堵响应压差进行对比发现,暂堵响应压差 $>3.0\text{ MPa}$,明显开启新缝,裂缝启裂位置或延展方向明显不同;暂堵响应压差 $0\sim 3.0\text{ MPa}$,新老缝交织,暂堵后裂缝方位有一定变化;暂堵响应压差 $<0\text{ MPa}$,暂堵前后裂缝延展方位一致,无明显新缝开启特征。从微地震图中看出,在纵向上,暂堵后的微地震解释事件范围并没有超过暂堵前,暂堵转向没有在纵向上实现转向;横向上,暂堵前后微地震解释事件范围变化大,说明暂堵转向作用在页岩横向层间。

第11段暂堵响应压差 10.8 MPa ,暂堵前左翼缝

表4 B井暂堵颗粒坐封效果

Table 4 Setting effect of temporarily plugging particles in Well B

段数	射孔数量/个	投颗粒直径/mm	投颗粒数量/个	推颗粒排量/(m ³ ·min ⁻¹)	有效进液孔数/个	封堵孔数/个	设计暂堵响应压差/MPa	实际暂堵响应压差/MPa	坐封效率/%	暂堵颗粒效率/%
2	46	22,18,15	20,20,15	8.1	27	20	3.0	3.7	74.07%	36.36%
4	61	19,17,15	20,20,40	6.4	18	6	3.0	0.2	33.33%	7.50%
5	50	19,17,15	25,40,20	6.0	20	17	3.0	4.7	85.00%	20.00%
6	50	22,19,17	30,40,20	10.0	23	18	3.0	2.7	78.26%	20.00%
7	50	22,19,17	30,30,30	8.7	22	19	3.0	5.0	86.36%	21.11%
9	50	22,17,15	35,30,10	7.0	29	21	3.0	4.2	72.41%	28.00%
10	50	22,19,17	25,30,20	7.1	28	20	3.0	3.8	71.43%	26.67%
11	50	22,19,17	25,30,20	7.0	16	16	3.0	10.8	100.00%	21.33%
12	50	22,19,17	25,30,20	8.0	25	21	3.0	6.5	84.00%	28.00%
13	50	22,19,17	25,30,20	8.0	24	20	3.0	5.2	83.33%	26.67%
14	50	22,19,17	20,30,20	8.3	21	19	3.0	8.1	90.48%	27.14%
15	50	22,19,17	25,30,20	8.3	23	20	3.0	7.0	86.96%	28.57%
16	50	22,19	35,10	6.9	24	21	3.0	7.0	87.50%	46.67%
17	50	22	30	10.0	26	21	3.0	4.0	80.77%	70.00%
18	50	22	30	10.1	35	20	3.0	1.9	57.14%	66.67%
19	50	22	35	10.0	27	16	3.0	1.6	59.26%	45.71%
20	50	22,19	30,10	10.0	31	24	3.0	4.2	77.42%	60.00%
21	50	22,18	30,15	10.0	26	6	3.0	0.1	23.08%	13.33%
22	50	22,18	30,15	10.0	43	/	3.0	-2.3	/	/
23	50	22,18	35,20	10.0	27	24	3.0	8.1	88.89%	43.64%
24	50	22,18	30,20	10.0	36	21	3.0	2.3	58.33%	42.00%

延北偏西103°延伸,右翼缝延北偏东57°延伸,暂堵后左翼缝延北偏西73°延伸,右翼缝延北偏东97°延伸,左右两侧延展方向明显发生改变,说明有新裂缝开启(见图5)。

第18段暂堵响应压差1.9 MPa,暂堵前左翼缝延北偏西96°延伸,右翼缝延北偏东84°延伸,暂堵后左翼缝延北偏西105°延伸,右翼缝延北偏东80°延伸,新老缝交织,延展方向有一定变化(见图6)。

第22段暂堵响应压差-2.3MPa,暂堵前左翼缝延北偏西90°延伸,右翼缝延北偏东84°延伸,暂堵后左翼缝延北偏西85°延伸,右翼缝延北偏东89°延伸,延展方位一致,无明显新缝开启特征(见图7)。

5 结论

(1)建立了暂堵颗粒运动方程,提出推颗粒排量、射孔直径及暂堵颗粒直径是影响坐封因子的主要技术参数,定义了坐封效率和暂堵颗粒效率两项

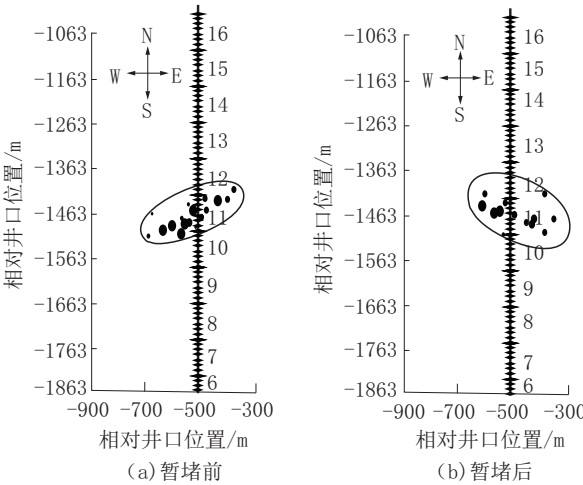


图5 第11段暂堵前后微地震响应对比
Fig.5 Comparison of microseismic response before and after temporary plugging in section 11

评价指标,可用于封堵效果评价。
(2)对暂堵颗粒用量、暂堵颗粒直径、推颗粒排

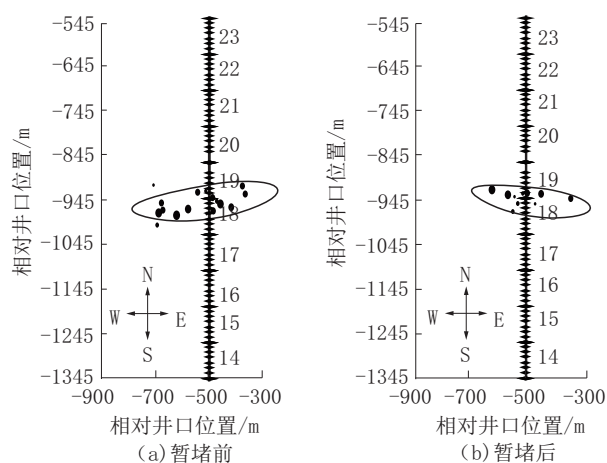


图6 第18段暂堵前后微地震响应对比

Fig.6 Comparison of microseismic response before and after temporary plugging in section 18

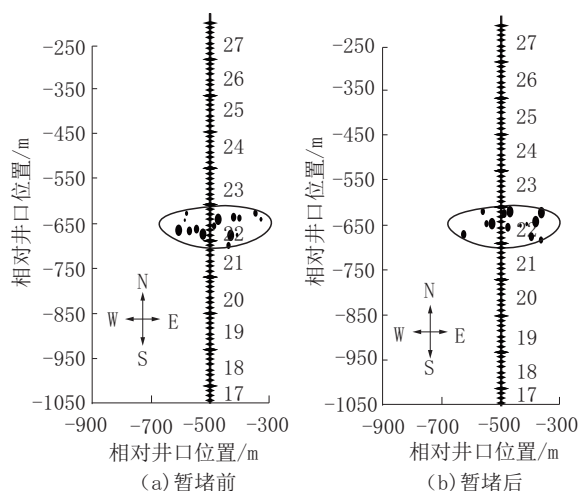


图7 第22段暂堵前后微地震响应对比

Fig.7 Comparison of microseismic response before and after temporary plug in section 22

量等参数进行优化设计,形成了符合页岩油储层水平井暂堵转向需求的设计方法。

(3)现场应用21段,达到设计要求占比66.7%,暂堵响应压差在0.2~10.8 MPa,平均4.3 MPa,坐封效率在20%~100%之间,平均74%;暂堵颗粒效率在25%~40%,平均34%,有效封堵了进液炮眼,实现了压裂转向的目的。

(4)对比微地震监测数据发现,暂堵响应压差大于3.0 MPa,明显开启新缝,裂缝启裂位置或延展方向明显不同,说明通过封堵炮眼可以实现转向压裂的目的,为今后页岩油储层改造提供理论依据。

参考文献(References):

- [1] 李龙,陈显举,彭安钰,等.贵州正安地区常压页岩气压裂关键技术[J].钻探工程,2022,49(5):189-193.
LI Long, CHEN Xianju, PENG Anyu, et al. Key technologies for hydraulic fracturing of normal pressure shale gas in the Zheng'an area of Guizhou[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(5):189-193.
- [2] 韩慧芬.压裂用暂堵剂性能评价技术[J].天然气工业,2022,42(4):34.
HAN Huifen. Performance evaluation technology of temporary plugging agent for fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4):34.
- [3] 吴宝成,周福建,王明星,等.绳结式暂堵剂运移及封堵规律实验研究[J].钻采工艺,2022,45(4):61-66.
WU Baocheng, ZHOU Fujian, WANG Mingxing, et al. Experimental study on migration and plugging pattern of knot temporary plugging agent[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(4):61-66.
- [4] 闫家,曹龙龙,胡晨,等.望江凹陷页岩油气地质调查皖望地2井钻井技术[J].钻探工程,2022,49(5):30-38.
YAN Jia, CAO Longlong, HU Chen, et al. Drilling technology of Well Wanwangdi-2 for shale oil and gas geological survey in Wangjiang Sag[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(5):30-38.
- [5] 郝登峰,齐治虎,张晓昂,等.鹿邑凹陷海陆过渡相页岩气地质调查鹿页1井钻井技术[J].钻探工程,2022,49(5):80-85.
HAO Dengfeng, QI Zhihu, ZHANG Xiaoang, et al. Drilling technology of Well Luye 1 in the geological survey of marine-continental transitional shale gas in Luyi Sag[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(5):80-85.
- [6] 李明忠,王卫阳,何岩峰,等.垂直井筒携砂规律研究[J].石油大学学报(自然科学版),2000(2):33-35,43-9,8.
LI Mingzhong, WANG Weiyang, HE Yanfeng, et al. Study on sand carrying law of vertical wellbore[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2000(2):33-35,43-9,8.
- [7] 刘明明,马收,刘立之,等.页岩气水平井压裂施工中暂堵球封堵效果研究[J].钻采工艺,2020,43(6):44-48,8.
LIU Mingming, MA Shou, LIU Lizhi, et al. Study on sealing effect of temporary plugging ball during fracturing of shale gas horizontal wells[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(6):44-48,8.
- [8] 肖晖,李洁.投颗粒压裂堵塞颗粒运动方程研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(5):162-167.
XIAO Hui, LI Jie. Study on motion equation of plugging particles in pellet fracturing[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011, 33(5):162-167.
- [9] 张好林,李根生,王伟,等.水平井井筒清洁临界流速简化模型[J].钻采工艺,2014,37(4):1,5-8.
ZHANG Haolin, LI Gensheng, WANG Wei, et al. Simplified

- model of critical flow rate of horizontal well wellbore cleaning [J]. *Drilling & Production Technology*, 2014, 37(4):1, 5-8.
- [10] 韩慧芬,孔祥伟.页岩气储层暂堵转向压裂直井段暂堵球运移特性研究[J].*应用力学学报*, 2021, 38(1):249-254.
HAN Huifen, KONG Xiangwei. Study on the transport characteristics of the temporary plugging ball in the straight well section of shale gas reservoir temporary plugging steering fracturing [J]. *Journal of Applied Mechanics*, 2021, 38(1):249-254.
- [11] 曾凌翔.一种页岩气水平井均匀压裂改造工艺技术的应用与分析[J].*天然气勘探与开发*, 2018, 41(3):95-101.
ZENG Lingxiang. Application and analysis of a uniform fracturing technology for shale gas horizontal wells [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2018, 41(3):95-101.
- [12] White F M. *Fluid Mechanics (in SI Units)* [M]. Boston: McGraw Hill Higher Education, 2011.
- [13] 潘瀛,曾丽.一区石炭系大跨度老井分层和投颗粒暂堵转向复合压裂工艺技术的研究与应用[J].*新疆石油科技*, 2010, 3(20):31-34.
PAN Ying, ZENG Li. Research and application of composite fracturing technology of stratification and temporary plugging and diversion of particles in long-span old Carboniferous wells [J]. *Xinjiang Petroleum Science & Technology*, 2010, 3(20):31-34.
- [14] 李伟,肖阳,陈明鑫,等.深井转向压裂暂堵剂研究及应用[J].*特种油气藏*, 2022, 29(1):154-159.
LI Wei, XIAO Yang, CHEN Mingxin, et al. Research and application of diversion fracturing diverter in deep well [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(1):154-159.
- [15] 唐述凯,李明忠,綦民辉,等.重复压裂前诱导应力影响新裂缝转向规律[J].*断块油气田*, 2017, 24(4):557-560.
TANG Shukai, LI Mingzhong, QI Minhui, et al. Law of new fracture steering influenced by induced stress before repeated fracturing [J]. *Broken Block Oil and Gas Field*, 2017, 24(4):557-560.
- [16] 方裕燕,冯炜,张雄,等.炮眼暂堵室内实验研究[J].*钻采工艺*, 2018, 41(6):102-105, 11.
FANG Yuyan, FENG Wei, ZHANG Xiong, et al. Laboratory experimental study on temporary plugging of perforation [J]. *Drilling & Production Technology*, 2018, 41(6):102-105, 11.
- [17] 曾毅,王兴文,慈建发,等.海相裸眼水平井多级暂堵转向酸压技术[J].*重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2015, 17(2):69-72.
ZENG Yi, WANG Xingwen, CI Jianfa, et al. Multi-stage temporary plugging and acid pressure switching technology for marine open hole horizontal wells [J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 2015, 17(2):69-72.
- [18] 李国锋,刘洪升,张国宝,等.ZD-10暂堵剂性能研究及其在普光气田酸压中的应用[J].*河南化工*, 2012, 29(5):23-26.
LI Guofeng, LIU Hongsheng, ZHANG Guobao, et al. Study on the performance of ZD-10 temporary plugging agent and its application in acid pressure of Puguang Gas Field [J]. *Henan Chemical Industry*, 2012, 29(5):23-26.

(编辑 王文)