

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020039

涪陵页岩气田加密井钻井关键技术

刘衍前

(中石化江汉石油工程有限公司钻井一公司, 湖北潜江 433100)

摘要:涪陵页岩气田加密井多处于页岩气压裂区且井网部署密集,导致钻井溢漏等井下故障多发、钻井液安全密度窗口确定难、压裂液侵入造成井壁坍塌及卡钻、防压裂干扰井眼轨道设计难度大等问题。针对上述钻井技术难点,从压裂区地层孔隙压力计算模型建立、合理钻井液密度窗口设计、防压裂干扰井眼轨道设计、加密井防漏堵漏和溢漏同存防控等方面进行了技术攻关,形成了适用于涪陵焦石坝主体区块的加密井钻井关键技术。该关键技术在涪陵页岩气田应用31口井,平均水平段长1 933.25 m,平均钻井周期52.38 d,平均机械钻速10.31 m/h,较前期加密评价井机械钻速提高了15.3%,钻井周期缩短了10.7%。涪陵页岩气田加密井钻井关键技术为涪陵页岩气田二期产能建设提供了技术支撑,也为其他页岩气田开发提供了技术参考和借鉴。

关键词:页岩气;加密井;压裂;干扰;钻井液密度;井眼轨道;涪陵页岩气田

中图分类号:TE242

文献标志码:A

文章编号:1001-0890(2020)05-0021-06

Key Drilling Technologies of Infill Wells in the Fuling Shale Gas Field

LIU Yanqian

(The No.1 Drilling Company, Sinopec Jiangnan Oilfield Service Corporation, Qianjiang, Hubei, 433100, China)

Abstract: Infill wells in the Fuling Shale Gas Field are mostly located in the shale gas fracturing area with dense well pattern, resulting in many drilling technical problems, such as complex and frequent overflows and leakages, difficulty in determining reasonable drilling fluid density window, borehole collapse and sticking caused by fracturing fluid intrusion, and high difficulty in designing borehole trajectory to avoid fracturing interference, etc. To solve the above problems, technical research has been carried out from the perspectives of establishing a formation pore pressure calculation model for fracture zones, reasonable drilling fluid density window design, anti-fracturing interference borehole trajectory design, leakage prevention and plugging, and the prevention and control of simultaneous overflow and leakage in infill wells, etc., forming the key drilling technology suitable for infill wells in the Jiaoshiba main block of Fuling. The key technology has been applied in 31 wells in the Fuling Shale Gas Field, with an average horizontal interval of 1 933.25 m, an average drilling cycle of 52.38 days, and an average ROP of 10.31 m/h. Compared with previous infill evaluation wells, the ROP was increased by 15.3%, and the drilling cycle was shortened by 10.7%. The key drilling technology for infill wells in the Fuling Shale Gas Field provided technical support for the phase II productivity construction of the Fuling Shale Gas Field, and also provided technical references for the development of other shale gas fields.

Key words: shale gas; infill well; fracturing; interference; drilling fluid density; hole trajectory; Fuling Shale Gas Field

涪陵页岩气田是我国首个大型页岩气田,地表属山地喀斯特地貌,海拔300.00~1 000.00 m^[1-4]。为进一步提高资源储量动用率,实现稳产增效,涪陵页岩气田在焦石坝主体区块部署了200余口加密井。根据涪陵页岩田储层特征,涪陵页岩气田加密井主要有井间加密和层间加密2种部署方式。涪陵页岩气田焦石坝区块的目的层主要为五峰组和龙马溪组暗色碳质、硅质泥页岩地层,厚度在80.00~110.00 m,地质上划分为①~⑨小层,分为

2套开发气层。井间加密井主要针对下部①~⑤小层,该气层为前期开发的主要目的层,探明地质储量 $1\,593.3\times10^8\text{ m}^3$ 。由于前期开发井水平段间距为

收稿日期:2019-09-12;改回日期:2020-05-08。

作者简介:刘衍前(1976—),男,四川安岳人,2001年毕业于西南石油学院石油工程专业,高级工程师,主要从事页岩气钻井技术研究及管理工作。E-mail: liuyq@163.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“涪陵页岩气压裂区加密井安全钻井技术研究”(编号:JP17034)部分内容。

600.00 m, 两井水平段中间部分储层资源未能动用, 在目前一次井网和压裂改造条件下, 初步评价下部气层储量动用程度为 36.7%~41.9%, 未动用储量达 $(801.5 \sim 874.1) \times 10^8 \text{ m}^3$, 提高储量动用率和采收率的潜力较大。为此, 涪陵页岩气田将井间加密井的间距缩短为 300.00 m, 以提高下部储层资源动用率; 层间加密井则针对上部⑥~⑨小层, 即当前未动用储层, 探明地质储量 $1\,227.87 \times 10^8 \text{ m}^3$; 前期已部署 5 口加密评价井, 测试日产气量为 $(5.3 \sim 28.0) \times 10^4 \text{ m}^3$, 证实了加密井具有良好的经济可采性^[5]。

加密井多处于页岩气压裂区, 且井网密集, 特殊的地质及工程特征给安全钻井带来了一系列技术挑战, 且国内外没有可供借鉴的经验。为此, 笔者在分析涪陵页岩气田加密井钻井技术难点的基础上开展了技术攻关, 构建了压裂区加密井地层压力计算模型, 建立了加密井钻井液安全密度窗口设计方法, 提出了防压裂干扰井眼轨道设计方法, 研发了压裂区加密井防漏堵漏技术, 制定了压裂区加密井溢漏同存防控技术措施, 形成了适用于涪陵页岩气田的加密井钻井关键技术, 以期对涪陵页岩气田二期产能建设提供技术支撑, 并为国内同类页岩气田的开发提供技术参考和借鉴。

1 加密井钻井技术难点

1.1 压裂裂缝导致井壁垮塌和井漏等井下故障

页岩气储层经过反复的大型压裂改造后, 储层及其周围形成了错综复杂的裂缝网络, 储层的孔隙结构由天然裂缝、基质孔隙组成的双重孔隙结构变成由人工裂缝、储层天然裂缝和基质孔隙组成的三重孔隙结构。钻加密井时主要参考压裂前邻井的钻井参数, 但压裂区地层压力与原始地层压力差异显著, 若选取的钻井参数不合理, 容易发生井壁坍塌、井漏等井下故障。

1.2 易发生气侵、溢流, 井控风险大

压裂会对地层产生增压作用, 导致压裂区地层的孔隙压力升高。在孔隙压力作用下, 邻井储层内的气体通过压裂裂缝进入正钻井, 导致压裂后地层压力体系紊乱, 地层对钻井参数敏感度高, 如改变钻井工况或调整钻井参数, 易发生气侵、溢流等井下故障。

1.3 压裂裂缝串通导致正钻井钻井液污染

加密井钻井过程中, 如邻井同时进行压裂作业, 邻井的压裂裂缝会与正钻井之间出现井间连通, 造

成邻井压裂液污染正钻井的油基钻井液, 影响钻井液的流动性、滤失量和破乳电压等性能, 以及钻井施工和井下安全。

1.4 同平台井位增多, 防碰压力增大

在已有密集井网内部署加密井时, 存在直井段防碰压力大、钻遇压裂干扰区后钻井风险高、绕障轨道设计难度大和井眼轨迹控制难等问题。

2 加密井安全钻井关键技术

2.1 地层孔隙压力计算模型的建立

页岩地层具有纳米孔隙、超低渗特点, 基质内的页岩气基本不流动, 天然裂缝为页岩气的主要流动通道。已钻页岩气井表明: 钻井及压裂过程中向地层补充了能量, 提高了波及区的渗透率, 导致孔隙压力升高。为此, 基于定容封闭气藏物质平衡理论^[6], 根据焦石坝主体龙马溪组①~⑤小层含气性等储层特性、压裂规模和压裂前地层孔隙压力测试结果等, 应用气体状态方程, 估算了压裂动用的页岩气储量。考虑压裂范围内的压裂工作液体积对地层气体体积的挤占效应, 估算不同压裂有效性地层压裂后的孔隙压力, 发现当压裂施工规模为设计规模的 70% 时, 与主体区压裂前的地层压力测试结果吻合度高, 压裂效果与工程实践认识或微地震测试结果一致。例如, 焦石坝区块压裂液体积为 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 压裂前孔隙压力当量密度为 1.37 kg/L, 估算压裂后地层压力当量密度为 1.54 kg/L, 测试其为 1.55 kg/L。

基于有效应力原理, 考虑压裂诱导裂缝系统对有效应力的降低作用, 建立了考虑地层裂缝渗透率变化影响、沿水平井轨迹动态变化的孔隙压力求取模型:

$$p_p = \sigma_v - \left(A e^{\frac{b v_p}{v_s}} + C e^{d v} - E e^{\frac{b v_p}{v_s}} e^{f K''} \right) \quad (1)$$

式中: p_p 为地层孔隙压力, MPa; σ_v 为上覆岩石压力, MPa; v_p 为纵波速度, m/s; v_s 为横波速度, m/s; v 为泊松比, K'' 为渗透率动态变化参数, 表示裂缝系统对有效应力的降低效果, 为经验值; A, b, C, d, E 和 f 为系数。

应用考虑渗透率变化影响的动态孔隙压力分析方法, 对涪陵页岩气田某平台钻井的水平段进行了地层压力分析。分析结果表明: 邻井压裂前钻井过程中孔隙压力当量密度为 1.10~1.30 kg/L, 局部受地层裂缝的影响略大于地层原始压力; 压裂后, 孔隙压力当量密度升至 1.40~1.60 kg/L。

2.2 合理钻井液密度窗口设计

2.2.1 钻井液密度窗口确定准则

确定合理钻井液密度窗口是压裂区加密井安全钻井的基础,对防控溢漏具有重要作用。页岩气压裂区储层为裂缝性储层,前期研究结果表明:裂缝性储层在较大负压差下只发生溢流,在较大正压差下只发生漏失,在平衡和近平衡条件下同时发生溢流和漏失,即溢漏同存。裂缝性地层存在重力置换窗口,在重力置换窗口内溢流与漏失并存,压力处于动态平衡状态^[7]。

物理模拟试验结果表明,页岩裂缝性地层存在气侵、置换和井漏等 3 种动态界面形态^[8]。随着地层与井筒之间压差的变化,裂缝中地层流体流动呈现出明显的 3 个区间,3 个区间内存在 2 个临界点,分别为上临界点(气液分界面与裂缝上缘平齐)与下临界点(气液分界面与裂缝下缘平齐)。物理模拟分析结果表明:压裂区钻井时无严格意义的安全密度窗口,因此提出了压裂区钻井微过平衡钻井液密度设计准则,即在保证井控安全的前提下允许微量漏失,此时井筒内的压力略过于上临界点。

2.2.2 合理钻井液密度窗口确定方法

按照微过平衡钻井液密度窗口设计准则,需确定漏失压力与漏失量之间的关系,即建立符合涪陵页岩气压裂区的漏失方程。钻井液漏失与钻井液密度、钻井液黏度及地层漏失通道特性等多个因素有关,其中压差与漏失速率存在明显的关联性,压差

与漏失速率的数学关系表达式为^[9]:

$$Q=K\Delta p^n$$
(2)

式中: Q 为漏失速率, m^3/h ; K 为漏失系数; Δp 为压差, MPa ; n 为表述钻井液渗漏状态的系数,地层为中等孔隙地层时, $n=1$, 地层为微孔隙地层时, $n=2$ 。

根据该区域的钻井实践,采用统计分析回归法确定漏失方程的系数。该区域的钻井液漏失拟合曲线如图 1 所示,漏失压差可表示为:

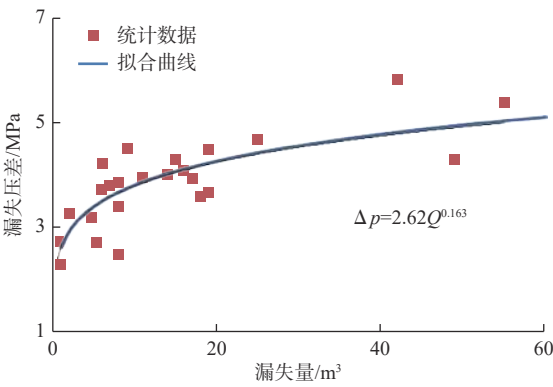


图 1 涪陵页岩气田压裂区钻井液漏失拟合曲线
Fig.1 Drilling fluid leakage fitting curve of fracturing zones in the Fuling Shale Gas Field

$$\Delta p=2.62Q^{0.163}$$
(3)

由式(1)确定页岩气压裂区的孔隙压力, JY22-3HF 井的漏失压差计算结果见表 1。

表 1 JY22-3HF 井不同井深漏失特征统计

Table 1 Statistics on leakage characteristics of well JY22-3HF at different depths

漏失井深/m	垂深/m	漏失层位	漏失量/ m^3	漏失速度/ $(\text{m}^3\cdot\text{h}^{-1})$	漏失钻井液密度/ $(\text{kg}\cdot\text{L}^{-1})$	井筒压力/MPa	孔隙压力/MPa	漏失压差/MPa
2 954.67	2 612.96	龙马溪组	16	3.15	1.49	40.73	37.36	3.37
3 717.24	2 676.34		19	8.30	1.50	42.05	38.27	3.78

按照上述钻井液密度窗口确定方法,以 JY21-S2 井和 JY5-S1 井为例进行说明。安全窗口下限为裂缝性地层孔隙压力,按式(1)计算孔隙压力;安全窗口上限为漏失压力,设置允许漏失量为 $0.5\text{ m}^3/\text{h}$ 。根

据漏失方程式(3),确定最小压差为 2.34 MPa,垂深 2 300.00~2 500.00 m,折算当量密度为 $0.09\sim 0.10\text{ kg/L}$ (见表 2)。JY21-S2 井和 JY5-S1 井采用上述方法设计钻井液密度窗口,未发生溢漏等井下故障。

表 2 压裂区加密井钻井液密度设计方法应用情况

Table 2 Application of drilling fluid density design method for infill wells in fracturing zones

井号	垂深/m	孔隙压力系数	安全压差/MPa	设计钻井液密度窗口/ $(\text{kg}\cdot\text{L}^{-1})$	实钻钻井液密度/ $(\text{kg}\cdot\text{L}^{-1})$	实钻情况
JY21-S2	2 340.00~2 440.00	1.35	2.34	1.35~1.45	1.43~1.45	无溢漏
JY5-S1	2 480.00	1.40	2.34	1.40~1.49	1.42~1.48	无溢漏

2.3 防压裂干扰井眼轨道设计

2.3.1 压裂干扰安全距离的确定

利用数值模拟方法,结合钻井工程实践,确定页岩

岩储层压裂区的范围及井眼轨道避让距离。对于天然裂缝,水平段尽量平行于断层,水平井眼轨道与断层的距离在 300.00 m 以上;同一平台的 2 口交叉

平行井,一口井的A靶点与另一口井B靶点(井底)的距离在80.00 m以上。对于人工裂缝(压裂裂缝),井眼轨道应避免已压裂井生产压力下降不超过10 MPa的压裂裂缝区(裂缝半长+50.00 m);与同一水平线上的已压裂井轨道距离大于缝高(约50.00 m);2口先后施工的相邻井,一口井A靶点距另一口井B靶点或A靶点的垂向和水平方向避让距离分别为50.00和80.00 m,以此进行三维空间绕障设计,并尽可能避免邻井同步进行压裂和钻井施工。

2.3.2 防压裂干扰井眼轨道设计

确定压裂干扰安全距离后,需对压裂区加密井进行井眼轨道设计,在常规井眼轨道设计的基础上,还需避开压裂干扰区。页岩气井压裂区井眼的防压裂干扰设计主要有绕障轨道设计和微调靶点(靶点轴移和平移)2种方法。通过分析绕障轨道和靶点微调与钻井工程参数间的关系,评价了压裂区绕障技术的工程适用性,结果见表3和表4。

表3 绕障轨道对工程参数的影响

Table 3 Influence of obstacle-bypassing track on engineering parameters

轨道类型	摩阻/ kN	井深/ m	扭方位角/ (°)	预测滑动 井段/m	预测钻井 周期/d
原始设计	140	5 832.00	50	233.00	14.4
绕障轨道	190	6 034.00	120	352.00	17.5

表4 靶点调整对工程参数的影响

Table 4 Influence of target point adjustment on engineering parameters

靶点	位移/m	井深/m	稳斜角/(°)	扭方位角/(°)	摩阻/kN
基准		4 295.00	27.0	0	122
	50.00	4 296.00	27.4	6.1	128
平移	100.00	4 300.00	27.8	12.1	143
	150.00	4 306.00	28.4	17.9	157
	50.00	4 319.30	30.8	0	131
轴移	100.00	4 346.10	34.1	0	142
	150.00	4 375.30	37.1	0	154

从表3和表4可以看出:绕障轨道的工程实践难度高,钻井效率低,严重影响钻井周期;采用微调靶点方法,同样可以避开压裂区,且对钻井工程实践难度影响较小:轨道井深增加深度小于100.00 m,扭方位角增大量小于20°,增加的摩阻小于40 kN。因此,压裂区加密井的绕障轨道设计技术思路为:在地质条件允许的情况下,以微调靶点为主,以绕

障轨道设计为辅^[10-13]。例如,JYXX-5HF井采用靶点平移避开压裂区,将A靶点前移100.00 m,最近防碰距离由31.30 m增大为83.70 m,井深增加约60.00 m,施工难度与调整前相当。

2.4 压裂区防漏堵漏技术

压裂区地层裂缝发育,裂缝尺寸差异较大,裂缝分布无规律,针对压裂区地质及工程特征,从优化改善加密井油基钻井液基本性能、研发随钻防漏堵漏钻井液等方面入手^[14-16],形成了压裂区加密井防漏堵漏技术。

通过室内评价试验,优化了加密井油基钻井液基本性能,确定了影响油基钻井液基本性能关键添加剂的最优加量,其配方为柴油+3%~5%主乳化剂+2%~3%辅乳化剂+3%~5%生石灰+4%~6%有机土+2%~4%油基降滤失剂+4%~8%油基封堵剂+10%~50%CaCl₂溶液。

研发了随钻防漏油基钻井液,优选了刚性材料与柔性材料相结合的堵漏材料,以JHCarb为刚性随钻封堵材料、以HIFLEX为柔性颗粒材料,针对不同漏失特征,形成了不同配比关系的随钻防漏油基钻井液,并制定了随钻防漏技术方案。

HIFLEX柔性颗粒材料的粒径分布范围大,可封堵各类渗透地层,因此以HIFLEX柔性颗粒材料为堵漏剂,以H-Seal弹性石墨材料为桥堵剂,研发了加密井承压堵漏油基钻井液,形成了承压堵漏技术方案。根据合理粒径配比关系,形成了承压堵漏浆配方:油基钻井液+15%~20% DualGUARD+5%~8%H-Seal+5%~10%JHCarb1400+3%~8%JHCarb450+15%~18%JHCarb250+5%~10%HIFLEX150+5%~10%HIFLEX250。

2.5 溢漏同存防控技术方案

从钻井井位部署开始就介入,通过确定压裂干扰区影响范围,评价溢漏复杂情况的发生风险,分析绕障设计的必要性,提出风险控制对策,实现全周期防控方案的最优化设计,以达到最大程度地降低裂缝发育区钻井发生风险的目的;同时,制定压裂区溢漏同存防控的详细技术方案。

针对压裂区易发生漏失和溢流,且溢流时间短、溢流量大和井控作业风险高的问题,研发了出入口流量定量监测系统,以实现溢流早监测、早发现、早处理,降低井控作业风险。基于不同气侵强度特征,兼顾地层裂缝漏失条件,制定不同控压设备配置与技术方案,保障了井筒压力控制安全。气侵强度较低时,采用常规欠平衡钻井工艺处理;气侵强

度较大时,需增加自动控制节流系统进行主动控制;强气侵情况下,需增加回压泵、PWD等装备仪器,实施全过程的地面井下一体化监测和自动精细控制;漏失严重时,还需增加环空液面监测和灌浆装置,以确保井筒液面稳定^[17-19]。

3 现场应用

压裂区加密井钻井关键技术已在涪陵页岩气田应用31口井,其中层间加密井15口,井间加密井16口,水平段平均长1 933.25 m,平均钻井周期52.4 d,平均机械钻速10.31 m/h;与前期相比,机械钻速提高了15.3%,钻井周期缩短了10.7%。同时,形成的加密井防漏堵漏技术在涪陵页岩气田推广应用20余口井,一次堵漏成功率达87.3%。下面以JYX6-5井为例介绍技术应用情况。

JYX6-5井是部署在川东高陡褶皱带万县复向斜焦石坝背斜带焦石坝段背斜的一口井间加密井,设计井深5 220.00 m,其井身结构见表5。

表5 页岩气水平井JYX6-5井的井身结构
Table 5 Casing program of shale gas horizontal well JYX6-5

开次	井眼直径/mm	钻深/m	套管直径/mm	套管下深/m
导眼	609.6	54.00	473.1	53.50
一开	406.4	517.00	339.7	516.50
二开	311.1	2 348.00	244.5	2 348.42
三开	215.9	5 305.00	139.7	5 297.35

该井集成应用了上述地层孔隙压力计算方法及压裂干扰距离合理确定方法、钻井工程优化设计技术和加密井防漏堵漏等技术方法。

根据钻遇裂缝计算该井地层孔隙压力系数为1.33,防压裂干扰安全距离为靶点空间避让50.00 m×80.00 m;通过优化钻井工程设计,确定了合理钻井液密度窗口,钻井液密度窗口为1.42~1.50 kg/L,实际钻井液密度为1.43~1.45 kg/L;通过靶点平移,该井与压裂后的邻井防碰扫描最小间距107.00 m,绕开了压裂干扰区,钻井过程中未发生溢漏等井下故障。该井完钻井深4 313.00 m(垂深2 608.00 m),水平段长2 002.00 m,钻井周期45.5 d,平均机械钻速10.94 m/h。

4 结论与建议

1)加密井多部署在压裂区内,页岩气井压裂后会

在局部范围内产生压裂干扰区,干扰正钻井施工,并且加密井井网部署密集,在钻井工程特征上表现为:地应力场紊乱,合理钻井液密度窗口确定难度大;井壁坍塌、井漏、气侵、溢流等井下故障多发;密集井网条件下直井段及A靶点附近井段防碰难度大。

2)针对压裂区加密井钻井技术难点,建议采用考虑地层渗透率的计算模型计算压裂区孔隙压力,提高计算的准确性;采用微过平衡方法设计钻井液安全密度窗口,即允许微小漏失;采取靶点平移的方法设计井眼轨道以避免压裂区,同时不增加钻井工程难度;采用溢漏同存防控技术方案应对压裂区加密井井控风险。

3)建议进一步推广应用压裂区加密井钻井关键技术,完善并深化压裂区调整加密井的钻井优化设计技术,开展加密井高效钻井技术攻关,在安全钻井的基础上,实现加密井提速降本。

参 考 文 献

References

- [1] 牛新明. 涪陵页岩气田钻井技术难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 1-6.
NIU Xinming. Drilling technology challenges and resolutions in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 1-6.
- [2] 陈庭根, 管志川. 钻井工程理论与技术[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2005.
CHEN Tinggen, GUAN Zhichuan. Drilling engineering theory and technology[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2005.
- [3] 艾军, 张金成, 臧艳彬, 等. 涪陵页岩气田钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 9-15.
AI Jun, ZHANG Jincheng, ZANG Yanbin, et al. The key drilling technologies in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 9-15.
- [4] 刘伟, 何龙, 胡大梁, 等. 川南海相深层页岩气钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(6): 9-14.
LIU Wei, HE Long, HU Daliang, et al. Key technologies for deep marine shale gas drilling in Southern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(6): 9-14.
- [5] 郭印同, 杨春和, 贾长贵, 等. 页岩水力压裂物理模拟与裂缝表征方法研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2014, 33(1): 52-59.
GUO Yintong, YANG Chunhe, JIA Changgui, et al. Research on hydraulic fracturing physical simulation of shale and fracture characterization methods[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2014, 33(1): 52-59.
- [6] 刘铁成, 唐海, 刘鹏超, 等. 裂缝性封闭页岩气藏物质平衡方程及储量计算方法[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(2): 28-30.
LIU Tiecheng, TANG Hai, LIU Pengchao, et al. Material balance equation and reserve calculation method of fractured and closed shale-gas reservoir[J]. Natural Gas Exploration and Development,

- 2011, 34(2): 28–30.
- [7] 侯绪田, 赵向阳, 孟英峰, 等. 基于真实裂缝试验装置的液重置换试验研究 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 30–36.
- HOU Xutian, ZHAO Xiangyang, MENG Yingfeng, et al. Liquid-liquid gravity displacement test based on experimental apparatus for real fractures[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 30–36.
- [8] 舒刚, 孟英峰, 李皋, 等. 重力置换式漏喷同存机理研究 [J]. 石油钻探技术, 2011, 39(1): 6–11.
- SHU Gang, MENG Yingfeng, LI Gao, et al. Mechanism of mud loss and well kick due to gravity displacement[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 6–11.
- [9] 王金刚, 张杰, 段小康, 等. 漏失压力研究现状 [J]. 中国西部科技, 2012, 11(10): 29–30, 22.
- WANG Jingang, ZHANG Jie, DUAN Xiaokang, et al. Present study situation of pressure leakage[J]. Science and Technology of West China, 2012, 11(10): 29–30, 22.
- [10] 李亚南, 于占森. 涪陵页岩气田二期水平井钻井防碰绕障技术 [J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(3): 303–306.
- LI Yanan, YU Zhanmiao. Collision avoidance and obstacle bypass technology for horizontal wells in the second phase of Fuling Shale Gas Field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(3): 303–306.
- [11] 刘匡晓, 王庆军, 兰凯, 等. 页岩气田三维水平井大井眼导向钻井技术 [J]. 石油钻探技术, 2016, 44(5): 16–21.
- LIU Kuangxiao, WANG Qingjun, LAN Kai, et al. Large diameter hole steering drilling technology for three-dimensional horizontal well in the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(5): 16–21.
- [12] 赵少伟, 徐东升, 王菲菲, 等. 渤海油田丛式井网整体加密钻井防碰技术 [J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(supplement 1): 112–114.
- ZHAO Shaowei, XU Dongsheng, WANG Feifei, et al. Integral infilling and drilling anti-collision technology of cluster well pattern in Bohai Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(supplement 1): 112–114.
- [13] 李伟, 刘文臣, 周贤海, 等. 涪陵页岩气田三维水平井轨道优化设计方法探讨 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(2): 17–23.
- LI Wei, LIU Wenchen, ZHOU Xianhai, et al. 3D horizontal well-bore trajectory optimization design method in the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(2): 17–23.
- [14] 杨鹏. 井工厂化作业钻井液关键技术 [J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 10–15.
- YANG Peng. Key technology of drilling fluid for well factory-like operation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 10–15.
- [15] 朱宝忠. 国内页岩气长水平井 JY2-5HF 井钻井液技术 [J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(6): 60–64.
- ZHU Baozhong. Drilling fluid technology for long horizontal shale gas Well JY2-5HF in China[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(6): 60–64.
- [16] 梁文利. 深层页岩气油基钻井液承压堵漏技术 [J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(3): 37–41.
- LIANG Wenli. Enhancing pressure bearing capacity of formation to control mud losses in deep shale gas drilling with oil base drilling fluids[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(3): 37–41.
- [17] 方俊伟, 朱立鑫, 罗发强, 等. 钻井液对裂缝性地层气侵的影响模拟研究 [J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(3): 287–292.
- FANG Junwei, ZHU Lixin, LUO Faqiang, et al. Simulation study on the effects of drilling fluid on gas cut from fractured formations[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(3): 287–292.
- [18] 孔祥伟, 林元华, 邱伊婕. 控压钻井重力置换与溢流气侵判断准则分析 [J]. 应用力学学报, 2015, 32(2): 317–322.
- KONG Xiangwei, LIN Yuanhua, QIU Yijie. Research of mechanism for the gas invasion and gravity replacement in drilling operations[J]. Chinese Journal of Applied Mechanics, 2015, 32(2): 317–322.
- [19] 黄国平, 何世明, 汤明, 等. 顺南区块裂缝性储层置换式气侵影响因素研究 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(5): 21–25.
- HUANG Guoping, HE Shiming, TANG Ming, et al. A Study on the effect of displacement gas cut on fractured reservoirs in Shunnan Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(5): 21–25.

[编辑 滕春鸣]