

海上复杂压力体系油田钻井安全密度窗口研究

管 申¹ 谭 强² 黄 熠¹ 梁继文¹ 曹 峰¹

1. 中国海洋石油有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057;

2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

摘 要:地层存在复杂压力体系将给钻井工程带来严峻挑战。涠洲 12-1 油田钻遇高坍塌压力、高孔隙压力以及压力衰竭、低漏失压力地层, 钻井的主要困难在于涠二段上部层理、裂缝发育的泥页岩极易坍塌, 涠四段异常高压与异常低压地层共存, 异常低压段易发生钻井液漏失。通过岩石力学分析得出: 涠二段泥页岩的坍塌主要受层理弱面控制, 以较小的井斜角钻井时井壁稳定性较好; 涠四段主力储层孔隙压力降低后, 坍塌压力与漏失压力均降低。基于以上分析得出钻井安全密度窗口随井深的变化情况, 提出安全钻井设计原则, 即涠二段泥页岩井眼轨道设计中尽量选用低井斜角通过, 并采用单独开次钻进, 涠四段储层使用高压差屏蔽钻井液体系和尽量低的钻井液密度, 减少井壁失稳风险。

关键词:复杂压力; 井壁稳定; 层理性地层; 压力衰竭; 安全密度窗口

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2015.05.012

油气钻井中, 地层孔隙压力、坍塌压力和漏失压力确定了钻井安全密度窗口, 为保证钻井安全, 一般要求钻井液密度位于钻井安全密度窗口之内。地层压力体系较为复杂的区块常出现钻井安全密度窗口过窄的问题, 给钻井设计和钻井工程带来很大难度^[1]。

涠洲 12-1 油田位于南海西部北部湾盆地北部拗陷涠西南凹陷, 被断层分割为南、中、北三块^[2]。钻井中主要钻遇第四系上新统望楼港组, 中新统灯楼角组、角尾组、下洋组以及渐新统涠洲组地层, 其中主要含油层位为涠洲组涠二段至涠四段储层。在油田前期钻井中, 涠二段层理、裂缝发育泥岩的井壁坍塌问题是困扰该地区钻井的主要问题, 该层段泥页岩存在显著弱面, 井斜角较大时坍塌压力增加, 容易发生坍塌掉块, 影响钻井安全^[3-4]。经过 10 余年的开发, 中块涠四段储层压力发生衰减, 压力系数由初始的 1.30 降低至 0.65 左右, 孔隙压力降幅将近 20 MPa, 出现高压、低压地层在同一井段共存的情况。因此, 目前涠洲 12-1 油田中块形成了涠二段

高坍塌压力、涠四段高孔隙压力和衰竭低压储层共存的复杂压力体系, 给钻井工程带来了严峻挑战。

1 涠二段泥页岩坍塌压力计算

涠二段地层主要为冲积、洪积形成的灰色泥岩, 层理和微裂缝发育, 表现出明显的各向异性。其矿物成分以伊利石为主, 但层理之间包含少量蒙脱石, 使地层遇水后层间蒙脱石极易吸水膨胀, 岩石沿层理张开。室内实验表明, 涠二段泥页岩抗压强度具有显著的各向异性。在围压为 10 MPa 条件下, 当轴向应力与层理面法线之间夹角为 40°~60°时, 抗压强度较垂直于层理面时抗压强度降低约 60 %^[5]。因此, 层理性泥页岩地层强度可以看成黏聚力、内摩擦角和最大主应力与层理面法线夹角的函数, 利用下式进行描述^[6]:

$$\sigma_c = \frac{2(\tau_0 - \sigma_3 \tan \varphi)}{\tan \varphi - \sqrt{\tan^2 \varphi + 1}} + \sigma_3 \quad (1)$$

式中: 当 $0^\circ \leq \beta \leq \alpha$ 时,

收稿日期: 2015-05-27

基金项目: 中国海洋石油有限公司湛江分公司综合科研项目“低孔低渗油气藏岩石力学特征研究”资助(CCL 2012 ZJFN 0417)。

作者简介: 管 申(1984-), 男, 山东济宁人, 工程师, 硕士, 主要从事钻井技术管理工作。

$$\tau_o = A_1 - B_1 [\cos 2(\alpha - \beta)]^n \tag{2}$$

当 $\alpha < \beta \leq 90^\circ$ 时,

$$\tau_o = A_2 - B_2 [\cos 2(\alpha - \beta)]^n \tag{3}$$

式中: A_1 、 B_1 、 A_2 、 B_2 、 α 、 n 均为常数, 依据实验数据确定; β 为最大压应力与层理面法向的夹角, $^\circ$; σ_c 为抗压强度, MPa; σ_3 为围压, MPa; φ 为内摩擦角, $^\circ$ 。

井眼钻开后, 层理发育造成的各向异性也会对应力分布产生影响, 把地层看作横观各项同性材料, 通过坐标变换, 以远场地应力状态、井壁上作用的液柱压力为边界条件, 可以计算出层理性地层中井眼钻开后的应力分布情况^[7-8]。

在强度参数和应力分布已知的前提下, 采用迭代求解法计算井眼坍塌压力, 先给定一个初始钻井液密度, 计算井眼周围应力分布, 结合强度特性分析井眼是否发生破坏, 如果发生破坏, 表明给定的钻井液密度不能维持井壁稳定, 反之表明给定的钻井液密度能够维持井壁稳定。通过迭代找出能够维持井壁稳定的最低钻井液密度, 即为井眼坍塌压力当量密度。

以涪二段泥页岩地层具体参数(表 1)为基础数据, 其中地层强度参数根据室内实验结果取 $A_1 = 9.91$, $B_1 = 9.25$, $A_2 = 15.64$, $B_2 = 14.98$, $\alpha = 50^\circ$, $\phi = 30^\circ$, $m = 5$, $n = 3$ 。计算得出沿不同井斜角、方位角钻井时的井眼坍塌压力变化情况, 见图 1。计算结果表明, 当井斜角低于 30° 时, 坍塌压力当量密度不超过 1.35 g/cm^3 , 井斜角超过 30° 后坍塌压力迅速升高, 钻水平井时坍塌压力最高。向水平最小地应力方向钻水平井时坍塌压力当量密度为 1.49 g/cm^3 , 向水平最大主应力方向钻水平井时坍塌压力当量密度为 1.53 g/cm^3 。因此, 在涪二段泥页岩中钻大斜度定向井容易发生井壁坍塌问题, 而如果井斜角较小, 则易于有效控制坍塌。

表 1 涪二段泥页岩坍塌压力计算参数表

参数名称	数值
垂深 /m	2 000
上覆岩层压力 /MPa	42
水平最大主应力 /MPa	36
水平最小主应力 /MPa	32
最大主应力方向 /($^\circ$)	150
孔隙压力 /MPa	20
有效应力系数	0.8
弹性模量(垂直于层理面)/GPa	5.5
弹性模量(平行于层理面)/GPa	3.7
泊松比(垂直于层理面)	0.25
泊松比(平行于层理面)	0.20

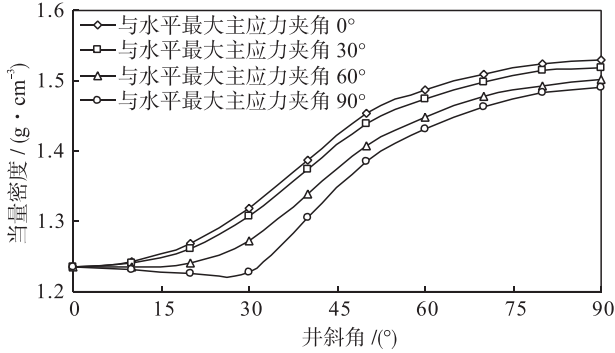


图 1 涪二段泥页岩坍塌压力随井斜角方位角的变化

2 涪四段低压储层井壁稳定分析

储层在油气开采过程中孔隙压力不断降低, 会直接影响地应力的大小, 进而对井壁坍塌压力、漏失压力产生影响。研究表明, 随孔隙压力降低, 坍塌压力和漏失压力均降低, 井壁发生坍塌的风险减小, 但发生漏失的风险增加; 且对于定向井, 井斜角较大时漏失压力降低更快, 导致钻井安全密度窗口变窄^[9-11]。另外, 储层压力衰竭对上下盖层和隔层的影响范围有限, 一般不超过 5 m ^[12]。因此, 涪洲 12-1 油田中块涪四段地层中异常高压、异常低压共存, 钻进定向井时很可能出现窄安全密度窗口问题。

储层压力衰竭导致水平地应力降低, 如果储层孔隙压力降低 Δp_p , 水平地应力变化量可通过下式进行计算^[13-14]:

$$\Delta \sigma_H = \Delta \sigma_h = \alpha \frac{1 - 2\mu}{1 - \mu} \Delta p_p \tag{4}$$

式中: $\Delta \sigma_H$ 、 $\Delta \sigma_h$ 为水平主应力变化量, MPa; α 为有效应力系数; μ 为泊松比; Δp_p 为孔隙压力变化量, MPa。

选取压力衰竭储层段作为井壁稳定分析对象, 基于各向同性弹性和小变形假设, 建立平衡方程、几何方程和物理方程:

$$\sigma_{ij,j} + f_i = 0 \tag{5}$$

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}) \tag{6}$$

$$\sigma_{ij} = \frac{E}{1 + \mu} \varepsilon_{ij} + \frac{E\mu}{(1 + \mu)(1 - 2\mu)} \delta_{ij} \varepsilon_{ii} \tag{7}$$

式中: σ_{ij} 为井眼周围地层受到的应力分量, MPa; ε_{ij} 为应变分量; f_i 为地层受到的体积力, MPa; u_i 为井周地层的位移分量, m; δ_{ij} 为克罗内克符号; E 为弹性模量, MPa。

远场地应力为孔隙压力衰减后的主应力, 井眼内应力为液柱压力 p_w , 通过有限差分计算可以得出保持井眼完整性的钻井液液柱压力上下限, 即漏失压力和坍塌压力。涪洲 12-1 油田中块涪四段储层压力系数由 1.30 衰减为 0.65, 通过计算得出在该层钻水平井时坍塌压力和漏失压力变化情况, 见图 2。

根据计算结果可见,钻井方位角与水平最大主应力的夹角增大,坍塌压力降低,漏失压力升高,钻井安全密度窗口变宽。孔隙压力衰减后,坍塌压力和漏失压力均降低,水平最大主应力方向漏失压力降低幅度更大,钻井安全密度窗口变窄,水平最小主应力方向漏失压力与坍塌压力降低幅度相近,钻井安全密度窗口基本保持不变。

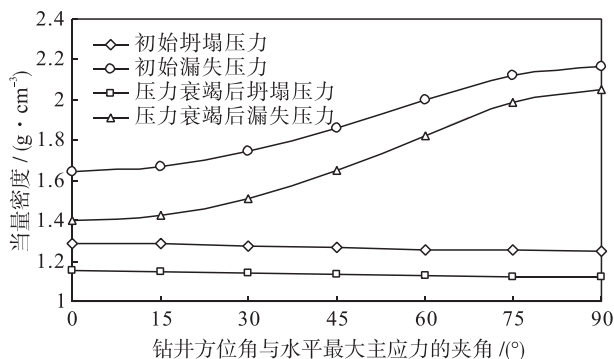


图2 压力衰竭储层段水平井坍塌压力、漏失压力变化情况

3 钻井安全密度窗口与钻井设计

涪洲 12-1 油田某开发井设计目的层为涪四段地层,设计井深 3 800 m,参考邻近探井的测井数据,对该井钻井安全密度窗口进行了计算,结果见图 3。测深 1 650 m 以上为正常层段,漏失压力约为 1.50 g/cm^3 ,1 950 ~ 2 450 m 为易坍塌涪二段泥页岩,坍塌压力上限为 $1.30 \sim 1.35 \text{ g/cm}^3$;3 500 m 进入涪四段地层后孔隙压力逐渐升高,孔隙压力最大值约 1.32 g/cm^3 ,漏失压力高于 1.74 g/cm^3 ,但 3 706 m 进入涪四段压力衰竭储层,坍塌压力降低至 1.10 g/cm^3 ,漏失压力降低至约 1.50 g/cm^3 。因此,从整体剖面上看,预计 1 000 ~ 2 500 m 地层和 3 500 m 以下地层存在窄钻井安全密度窗口,其宽度分别为 0.15 g/cm^3 ($1.35 \sim 1.50 \text{ g/cm}^3$) 和 0.18 g/cm^3 ($1.32 \sim 1.50 \text{ g/cm}^3$)。

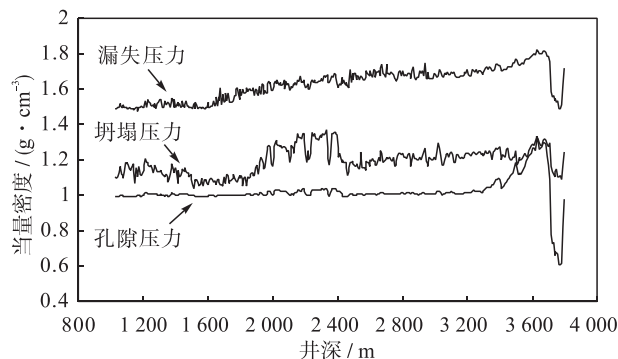


图3 涪洲 12-1 油田某开发井钻井安全密度窗口

在复杂压力体系地区钻井,目前主要对策包括优化井身结构避免高低压位于同一开次^[15]、采用控压钻井技术精确控制井下钻井液当量密度^[16-17]、选用特殊钻井液

体系拓宽钻井安全密度窗口以及使用特殊井下工具等措施。针对涪洲 12-1 油田部分开发井钻井中高坍塌压力层、高孔隙压力层、压力衰竭层、低漏失压力层共存,造成压力体系复杂、钻井安全密度窗口较窄的问题,在钻井设计中从井身结构和钻井液两方面进行特殊设计,降低钻井风险。主要安全钻井设计措施为:

1) 对涪二段泥页岩单独开次钻进,避免易坍塌泥页岩裸露时间过长和采用高密度钻井液钻井时压漏上部地层。同时使用强封堵、高抑制性钻井液,钻井液密度略高于坍塌压力防止井壁垮塌。

2) 井眼轨迹设计中涪二段泥页岩段尽量使用低井斜角钻井,防止井斜角过大时井壁沿层理面剥落失稳。

3) 对涪四段高压、低压共存井段,使用高压差屏蔽钻井液体系和尽量低的钻井液密度,合理控制起下钻速度,缓慢开泵,降低激动压力防止压漏地层。

以涪洲 12-1 油田某开发井为例,涪二段易坍塌泥岩设计井斜角 31° ,设计 339.7 mm 套管下至 1 700 m,244.5 mm 套管下至 2 800 m,177.8 mm 尾管下至完钻井深,1 950 ~ 2 800 m 钻井中设计使用密度为 $1.35 \sim 1.40 \text{ g/cm}^3$ 的油基钻井液,3 500 m 以下地层设计使用密度为 $1.32 \sim 1.35 \text{ g/cm}^3$ 的水基聚合物钻井液,并要求钻井液 API 失水低于 5 mL。

针对涪四段异常低压储层,钻前设计中进行了岩心承压能力室内实验,模拟井下温度 125°C 、钻井压差 25 MPa,时间 24 h 后钻井液侵入深度小于 5 cm,满足封堵要求。

该井实际钻井中通过随钻压力测量发现,涪四段储层孔隙压力已下降至 $0.43 \sim 0.71 \text{ g/cm}^3$,部分储层低于钻前预测的数值。但在钻前充分进行安全钻井设计的前提下,使用密度为 $1.26 \sim 1.41 \text{ g/cm}^3$ 的水基强封堵钻井液顺利完钻,有效防止了涪二段层理性泥岩坍塌、涪四段异常低压地层漏失和邻近异常高压层位可能出现的溢流井涌问题。

4 结论

1) 涪洲 12-1 油田涪二段上部泥页岩层理、裂缝发育,力学上具有各向异性,井斜角较大时极易剥落垮塌,属于异常高坍塌压力地层。

2) 受油气开采的影响,涪洲 12-1 油田中块涪四段地层存在异常高压和异常低孔隙压力共存的情况,异常低孔隙压力导致坍塌压力、漏失压力均降低。

3) 针对复杂压力体系,通过特殊钻井液设计和井眼轨迹与井身结构优化进行安全钻井设计,主要设计目标是减少涪二段泥页岩裸露时间、降低钻井液沿层理的渗流,使用强封堵钻井液钻进涪四段低压储层,降低钻井

中的坍塌、漏失风险,实际钻井中获得了良好效果。

参考文献:

- [1] 苏 勤,侯绪田.窄安全密度窗口条件下钻井设计技术探讨[J].石油钻探技术,2011,39(3):62-65.
Su Qin, Hou Xutian. Research on Drilling Design Techniques for Narrow Mud Weight Window [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39 (3): 62-65.
- [2] 韩文明.地震技术在复杂岩性油藏勘探与开发中的综合应用[J].中国海上油气(地质),2003,17(5):331-334.
Han Wenming. The Comprehensive Application of Seismic Techniques to Exploration and Development of Complicated Lithologic Oil Reservoir[J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 2003, 17 (5): 331-334.
- [3] 岳前升,李玉光,何保生,等.涠洲12-1 N油田硬脆性泥页岩研究科技钻井液技术对策[J].中国海上油气,2005,17(1):44-47.
Yue Qiansheng, Li Yuguang, He Baosheng, et al. Research on the Hard Brittle Shale and Drilling Fluid Type in WZ12-1 N Oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2005, 17 (1): 44-47.
- [4] 黄凯文,刘书杰.涠洲12-1北油田涸二段井壁稳定性技术[J].石油钻采工艺,2007,29(6):7-9.
Huang Kaiwen, Liu Shujie. Technology Research on Sidewall Stability of Weizhou12-1 in Wei2 Area of North Oilfield [J]. Oil Drilling and Production Technology, 2007, 29 (6): 7-9.
- [5] 蔚宝华,邓金根,闫 伟.层理性泥页岩地层井壁坍塌控制方法研究[J].石油钻探技术,2010,38(1):56-59.
Yu Baohua, Deng Jingen, Yan Wei. Borehole Sloughing Control in Shale Formations [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38 (1): 56-59.
- [6] McIlmore R T, Gray K E. A Strength Criterion for an Isotropic Rock Based upon Experimental Observations [C]//Paper 1721 Presented at the 96th Annual AIME Meeting, 19-23 February 1967, Los Angeles, California, USA. New York: SPE, 1967.
- [7] 金 衍,陈 勉.井壁稳定力学[M].北京:科学出版社,2012.
Jin Yan, Chen Mian. Wellbore Stability Mechanics [M]. Beijing: Science Press, 2012.
- [8] 卢运虎,陈 勉,袁建波,等.各向异性地层中斜井井壁失稳机理[J].石油学报,2013,34(3):563-568.
Lu Yunhu, Chen Mian, Yuan Jianbo, et al. Borehole Instability Mechanism of a Deviated Well in Anisotropic Formations [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34 (3): 563-568.
- [9] Addis M A. Reservoir Depletion and Its Effect on Wellbore Stability Evaluation [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, 1997, 34 (1): 3-4.
- [10] 谭 强,何 辉,陈永浩,等.压力衰竭储层中定向井井壁稳定性分析[J].石油天然气学报,2010,32(2):316-318.
Tan Qiang, He Hui, Chen Yonghao, et al. Wellbore Stability Analysis of Directional Wells in Pressure Depleted Reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32 (2): 316-318.
- [11] 闫传梁,邓金根,蔚宝华,等.压力衰竭储层井壁稳定性变化规律研究[J].石油钻采工艺,2013,35(3):5-8.
Yan Chuanliang, Deng Jingen, Yu Baohua, et al. Research on Wellbore Stability of Pressure Depleted Reservoirs [J]. Oil Drilling and Production Technology, 2013, 35 (3): 5-8.
- [12] Morita N, Fuh G. Parametric Analysis of Stress Reduction in the Caprock above Compacting Reservoirs [J]. SPE Drilling & Completion, 2009, 24 (4): 659-670.
- [13] 史明义,金 衍.油田开发中后期调整井储层井壁稳定性研究[J].石油天然气学报,2008,30(3):353-355.
Shi Mingyi, Jin Yan. Study on Wellbore Stability of Adjustment Well at the Middle and Late Stages of Oil field Development [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30 (3): 353-355.
- [14] Holt R M, Flornes O, Li L, et al. Consequences of Depletion-induced Stress Changes on Reservoir Compaction and Recovery [C]//Paper 04-589 Presented at the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics across Border and Disciplines, 5-9 June 2004, Houston, Texas, USA. New York: ARMR, 2004.
- [15] Jia G, Zhang L, Duan Y. Drilling in High-density and Thin-pressure-windows Complex Formation [C]//Paper 104411 Presented at the 2006 International Oil & Gas Conference and Exhibition, 5-7 December 2006, Beijing, China. New York: SPE, 2006.
- [16] Oakley D, Conn L. Drilling Fluid Design Enlarges the Hydraulic Operating Windows of Managed Pressure Drilling Operations [C]//Paper 139623 Presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 1-3 March 2011, Amsterdam, Netherlands. New York: SPE, 2011.
- [17] 姜智博,周英操,王 倩,等.实现窄密度窗口安全钻井的控压钻井系统工程[J].天然气工业,2011,31(8):76-79.
Jiang Zhibo, Zhou Yingcao, Wang Qian, et al. Managed Pressure Drilling System Used in Narrow Density Window Drilling Scenarios [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (8): 76-79.