

控压钻井地质适应性评价技术

毛迪

中国石化石油工程技术研究院,北京 100101

摘要 控压钻井(MPD)技术是解决具有窄安全密度窗口、易漏易喷地层安全钻井的一项关键技术。控压钻井的适应性评价技术是控压钻井科学选井选层、安全实施的关键。目前国内外还没有成熟的控压钻井适应性评价体系。首先对控压钻井应用类别分类和国际钻井承包商协会(IADC)分类进行了对比,选用IADC颁布的5种流体类型、6个风险等级、3种应用形式的分类方法。然后从地质、工程和经济角度建立了控压钻井地质适应性评价方法,即“三步法”评价体系,主要包括必要性评价、可行性评价、技术经济性评价,在此基础上提出了控压钻井地质适应性评价的关键技术,即地质环境因素描述、精细水力学计算、设备配套与优选、压力控制方法、经济性评价。最后在缅甸D区块进行了应用,结果表明所建立的分类方法和地质适应性评价技术具有很强的实用性。

关键词 控压钻井;必要性评价;可行性评价;经济性评价;关键技术

中图分类号 TE242

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.23.004

Geological Adaptability Evaluation Technology for Managed Pressure Drilling

MAO Di

SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China

Abstract Managed Pressure Drilling (MPD) is the key drilling technology for forming with narrow safe density window and being prone to leakage and blowout. The adaptability evaluation technology of MPD is vital to the selection of well and layer and safe operation of MPD. Currently, there is no well-established MPD adaptability evaluation system at home and abroad. The application category and International Association of Drilling Contractor (IADC) classification about MPD technology are contrasted. The final selection is IADC MPD classification promulgated in 2005, which is a catalog with five kinds of fluid type, six risk level classification, and three kinds of application forms. The geological adaptability evaluation methods of MPD are established. It is the three-step evaluation system, including necessity evaluation, feasibility evaluation, and technical and economic evaluation. The key technologies of MPD geological adaptability evaluation are developed, namely, geological environmental factors describing technology, fine hydraulics model, device matching and optimization, and economic evaluation. Finally, the applications of the technologies in the Block D of Myanmar show that the established classification and geological adaptability evaluation technology has the highly practical value.

Keywords MPD; necessity evaluation; feasibility evaluation; technical and economic evaluation; key technology

0 引言

控压钻井(MPD)技术是近年来得到迅速发展的技术之一,应用类别有井底常压、双梯度、压力泥浆帽、HSEMPD等,投入商业服务的有哈里伯顿公司的DAPC系统、威德福公司的SD系统、斯伦贝谢公司的At Balance系统、CCS、CCV等。由于其类型众多且工作原理、适用范围不尽相同,目前还没有一个统一的标准来衡量控压钻井技术的适用性,因此需要对控压钻井进行技术分类,提出一套控压钻井地质适应性评价方法,对它的发展及推广有至关重要的意义。

1 控压钻井技术分类

1.1 应用类别分类

目前,MPD技术按照其应用方式主要分为井底恒压MPD(CBHP MPD)、双梯度钻井(DG MPD)、加压泥浆帽MPD、健康安全环境技术(HSE MPD)^[1-2]。

(1) 井底恒压MPD(CBHP MPD)

井底恒压钻井技术是在钻进、接单根、起下钻、换胶芯时均保持恒定的环空压力剖面,通过精确控制流体密度、排量、钻井液流变性、环空液面、井眼几何尺寸、回压、水力学摩擦

收稿日期:2012-05-04;修回日期:2012-07-13

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05031-004-001)

作者简介:毛迪,工程师,研究方向为海外石油工程技术管理,电子信箱:niaodi.sripe@sinopec.com

阻力等,使井底压力接近于恒定,避免窄密度窗口地层井涌或井漏的发生,实现压力敏感储层的安全钻进。

井底压力恒定的控压钻井适用于钻孔隙压力和破裂压力梯度窗口较窄的地层和含有酸性气体及 H_2S 的地层,采用动态环空压力控制系统处理相对不太了解井下压力环境的情况,以及在常规油藏和衰竭油藏钻加密井的情况。

(2) 双梯度 MPD

双梯度 MPD 技术是在环空使用两种密度的钻井液进行钻进,其中上部环空的流体密度和液柱高度可方便调节,从而实现下部压力精确控制。双梯度控压钻井适用于海洋钻井,可以帮助减少套管层数和采用适合的管径到达目的深度;同时适于钻破裂压力梯度较低的深水井。

(3) 加压泥浆帽 MPD

加压泥浆帽 MPD 是一种处理严重井漏的钻井方法,把预先设计好的高密度钻井液通过旋转控制头泵入到环空上部,这段“钻井液帽”起到封隔环空的作用。

加压泥浆帽控压钻井适用于碳酸盐岩高压裂缝油藏、全部或部分丧失循环的井、含酸性气体及 H_2S 的油藏,接受牺牲流体、钻屑及地层流体的裂缝(最好是非生产性裂缝),以及井场附近有足够流体作为牺牲流体的情况;还可用于钻含有许多裂缝的或洞穴性地层。

(4) HSE MPD

HSE MPD 是 IADC 所列举的 MPD 形式之一。与敞开式循环系统相比,HSE MPD 应用了闭合、承压的钻井液循环系统。闭合式钻井液循环系统可防止钻屑和气体从钻台进入大气,因此可降低 H_2S 气体的含量,减少钻台闪火的危险。由于该技术可对整个井眼提供精确的压力控制,比常规作业更安全,可以更好地解决由于井下压力忽大忽小所造成的漏失—井涌现象,在钻遇潜在的危险地层时可以提高安全性,保护环境。HSE MPD 适用于储层含有有害气体,发生危险而被迫停钻时,环保和安全要求较高的地区。

1.2 IADC 的风险等级分类

国际钻井承包商协会(IADC)为了规范地推广控压钻井和控制压力钻井技术,对原有的控压作业分类体系进行了更新,将控压作业和控制压力钻井合在一起,重新制定了相关的分类标准^[3-4]。

IADC 井眼分类标准主要是为了描述控压作业 (UBO) 和控制压力钻井(MPD)中的风险等级、应用类别和流体系统。油井主要依据风险等级(0—5)、应用类别(A、B 或 C)及流体系统(1—5)进行分类。该标准主要是为确定最小的设备需求、特殊的操作程序以及安全管理措施。

(1) 风险等级

通常作业风险随着作业的复杂性和油井产能的提高而增加,下面的例子仅为指导性说明。

① 0 级。仅仅提高钻井效率,不涉及油气层。例如利用空气钻井提高机械钻速。

② 1 级。依靠自身压力油气无法流到地面,油井是稳定的

并且从井控角度看风险较低。例如低于正常压力系统油井。

③ 2 级。依靠自身压力油气可流到地面,但可以通过常规井方法进行控制。如果发生设备失效仅能带来有限的影响。例如异常压力水层、低产油井或气井、产能衰竭气井。

④ 3 级。地热井和非产层。最大预计关井压力(MASP)小于控压作业/控制压力钻井设备额定压力。例如含 H_2S 地热井。

⑤ 4 级。油气储层。最大预计关井压力(MASP)小于控压作业/控制压力钻井设备的额定工作压力,如果发生设备失效可能会立即导致严重后果。例如高压或高产油藏、酸性油气井、海洋环境、同时钻井和生产的作业。

⑥ 5 级。最大预计关井压力(MASP)大于控压作业/控制压力钻井设备的额定工作压力,如果发生设备失效可能会立即导致严重后果。例如何 MASP 大于控压作业/控制压力钻井设备额定压力的油气井。

(2) 应用类别

① A 类。控制压力钻井(MPD),钻井液返至地面,保持环空内钻井液密度等于或大于裸眼井段孔隙压力当量密度。

② B 类。控压作业(UBO),流体返至地面,保持环空内流体密度小于裸眼井段孔隙压力当量密度。

③ C 类。泥浆帽钻井(MCD),注入流体和岩屑进入漏失地层不返至地面,在漏失层上面的环空内保持一段泥浆液柱。

(3) 流体系统

① 气体。气体作为流动介质,没有液体进入。

② 雾状流。有液体进入,气体为连续相,典型的雾状流液体小于 2.5%。

③ 泡沫。液体为连续相的两相流,泡沫来源于液体中添加的表面活性剂和气体,典型的泡沫含 55%—97.5% 气体。

④ 充气液体。流体中含有气泡的钻井液体系。

⑤ 液体。流体中仅含有单相液体。

如果一口井采用 MPD 方式,流体系统选择液体且最大预计关井压力大于控压作业/控制压力钻井设备的承压能力,则这口井被分为 5 级、A 类、流体类型 5(5A5)。

1.3 控压钻井分类优选

对比分析控压钻井按照应用类别的分类和风险等级的分类发现,IADC 分类综合考虑了油藏类别、流体类型和地层压力大小,考虑全面,应用简单,因此本文采用此分类方法。

2 适应性评价原理

对一口井而言最大的问题在于其是否适合控压钻井作业,适合哪一种控压钻井方式。随着技术的发展,工艺和装备都有了很大的提高,但还缺少控压钻井技术及其应用的筛选评价模型,用来考虑给定井的工程和经济方面的可行性问题。本文探讨一种新的控压钻井方法适应性评价模型,即“三步法评价体系”^[5-7]。控压钻井适应性评价流程见图 1。

(1) 必要性评价

要判断一口井是否适合采取控压钻井方式,必须先弄清楚使用控压钻井的原因和目的,是否为了减少压差卡钻,解

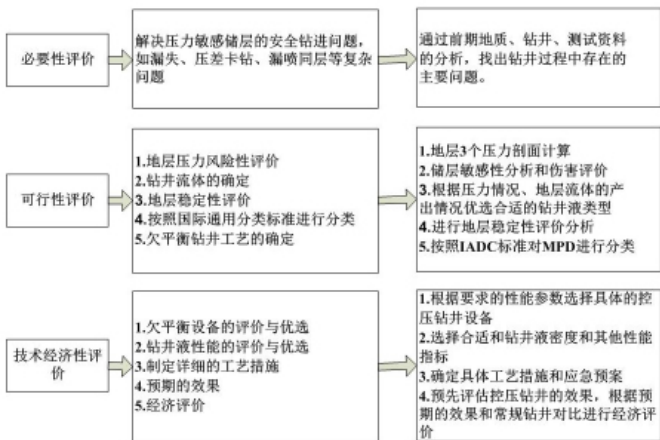


图 1 控压钻井适应性评价流程

Fig. 1 Managed pressure drilling adaptability evaluation process

决窄安全密度窗口的漏喷同存问题等。控压钻井的核心内容是可以方便地调节环空的压力剖面, 从而解决由于压力问题引起的钻井复杂情况。通过分析前期钻井出现的问题、邻井的钻井资料, 评价采用控压钻井技术的必要性。

(2) 可行性评价

可行性评价分为地质可行性和工程可行性。地质可行性主要从井壁稳定、地层流体情况、储层敏感性等方面评价是否可行; 工程可行性主要从井控安全性、井下压力调节灵活性、场地、作业队伍等方面评价工程上是否可行。

针对具体的井段、层位以及要解决的钻井复杂问题, 选择合适的控压钻井方式。通过水力学分析获得必需的数据, 确定合适的控压钻井方式。首先进行常规水力学分析, 再进行控压钻井水力学计算, 具体过程见图 2。

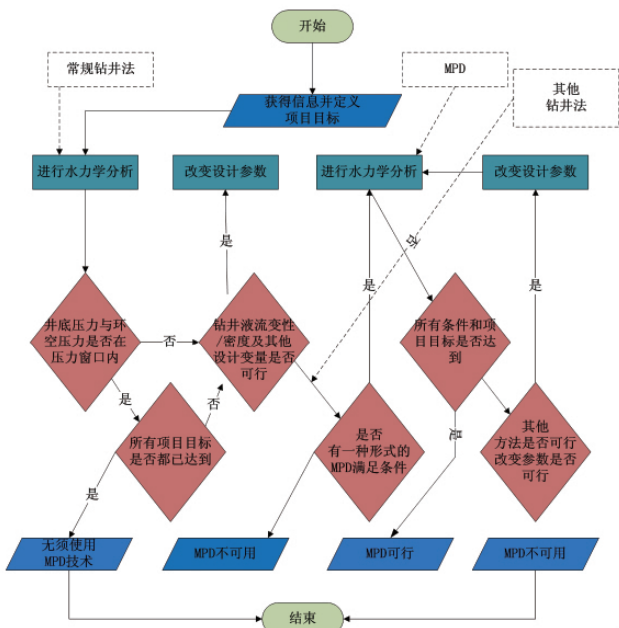


图 2 水力学分析筛选流程

Fig. 2 Hydraulics analysis screening process

(3) 技术经济性评价

技术方案包括控压钻井设备的选择、工艺方法的确定及各种应急预案等。经济评价方面, 控压钻井应和常规钻井方式对比预期的经济效益等。

3 适应性评价关键技术

3.1 地质环境因素描述

地质岩体力学的复杂性、不确定性和难预测性是产生工程技术难题的根本原因。地质环境因素描述主要包括井下三压力剖面的预测、工程地质基础分析(地层与构造特性、岩石特性、流体特性)、储层敏感性分析、储层物性分析等。精确描述井下地质环境因素, 可以为控压钻井适应性评价提供依据。

3.2 精细水力学计算

控压钻井系统由数据采集与处理系统、自动节流控压装置、水力学核心模块构成。地面控制系统的执行都是基于内部的水力学模型处理结果, 影响井底压力的因素主要有钻井液密度、钻井液流变性、回压、液面高度、排量、井眼几何尺寸等。目前应用的水力学模型都假设密度和黏度是常数, 没有考虑温度的影响。对于高温深井, 钻井液密度和黏度随着温度的变化而变化, 用地面的测试数据来计算井下压力存在很大误差, 直接影响安全密度窗口窄储层的井控安全问题。为了实现井下压力预测更加精细、准确, 模型应该综合考虑高温深井温度场、高温高压密度特性及流变性、岩屑溶度、地层出气后环空多相流动等对井底压力的影响^[8-10]。控压钻井精细水力学模型图见图 3。

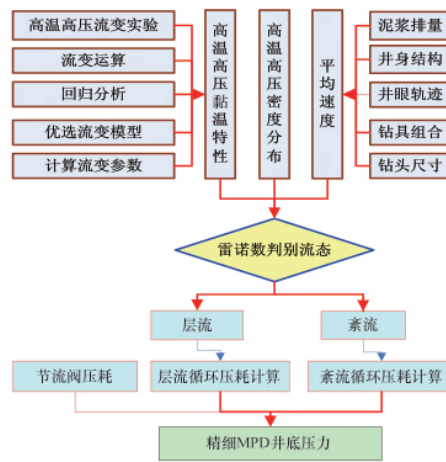


图 3 控压钻井精细水力学模型图

Fig. 3 Fine hydraulic model scheme of managed pressure drilling

3.3 设备配套与优选

根据设计的工艺参数和 MPD 的风险等级划分对应的设备配置, 综合考虑设备之间匹配关系、场地因素、复杂事故处理、设备经济性等因素, 进行设备配套, 优选井口设备、地面

设备、井下设备。MPD 设备配套方法流程见图 4。

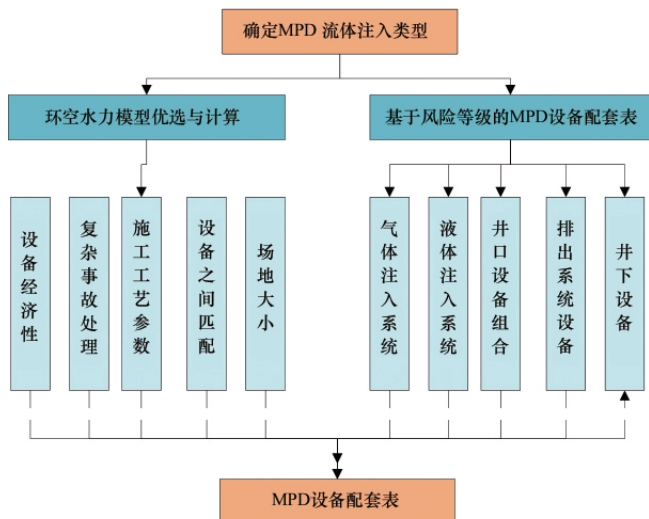


图 4 MPD 设备配套方法流程

Fig. 4 MPD equipment mating method process

3.4 压力控制方法

(1) 钻井液密度与回压的设计

井底常压设计计算主要是根据压力剖面在相应井段进行低密度钻井液设计,计算井口回压,最后根据设计结果优化井身结构。设计过程中环空压耗的计算基于所建立的控压钻井精细流动模型,运用图 5 所示的迭代求解方法进行井口回压和钻井液密度的设计。

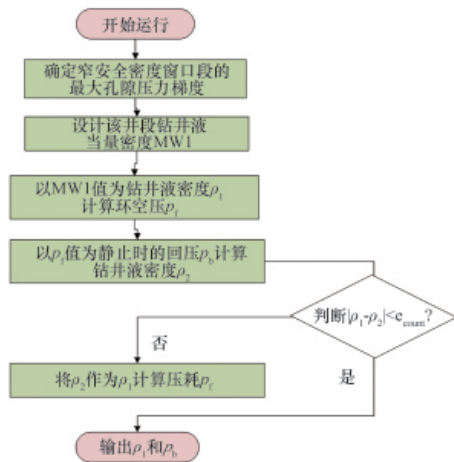


图 5 井底恒压钻井液密度与回压计算流程

Fig. 5 Calculation process for CBHP MPD fluid density and back pressure

(2) 接单根时井口施加回压与排量的阶梯变化

接单根时,由于停泵和开泵的影响,井底压力会产生波动,对于窄安全密度窗口的压力敏感储层,压力的轻微波动可能引起井下复杂,因此要求接单根时尽量减少井下压力的波动。具体做法是逐渐降低排量,逐渐增加井口回压补偿由

于循环摩阻减少而造成的井底压力降低(图 6);恢复钻进时,操作与此相反。

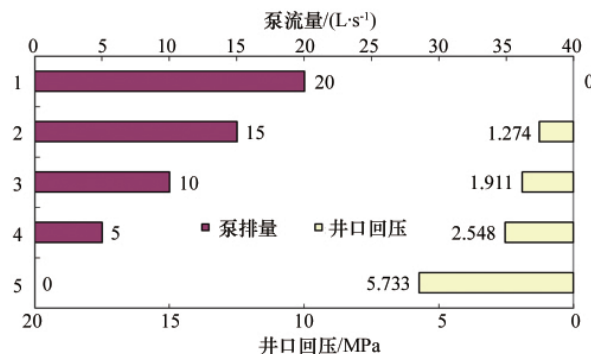


图 6 接单根时井口施加回压与排量的阶梯变化

Fig. 6 Step changes of back pressure and displacement when connecting

3.5 经济性评价

控压钻井技术优势在于减少非生产时间,避免卡钻和漏失,减少复杂事故的发生,提高钻井效率,进而节约钻井费用。通过对比常规钻井与控压钻井的费用项目得出控压钻井的经济性结论,其中所涉及的费用包括单井费用、固定费用、控压费用、钻进费用、卡钻非生产时间费用、漏失非生产时间费用、测井费用、完井费用、测试和增产费用、附加泥浆费用、钻头费用。

4 地质适应性评价方法实例应用

4.1 缅甸 D 区块 MPD 技术必要性评价

缅甸 D 区块钻井中的复杂情况主要包括漏失严重,井壁易坍塌,划眼时间长,由于气侵或者高压水侵经常发生溢流,卡钻事故较多,极大地影响了钻井效率,提高了钻井成本。Yagyi-1 井的纯钻时效只有 29.3%,主要原因是全井非生产时间多,占全井时效的 25.63%,其中处理井漏 1375.75h,占 17.14%,处理卡钻 241h,占 5%;而在生产时效中由于井壁失稳引起的划眼占到了 9%,由于处理溢流和地质循环引起的循环时间占了 11%。

从图 7 可以看出,上部地层坍塌压力-漏失压力窗口窄,

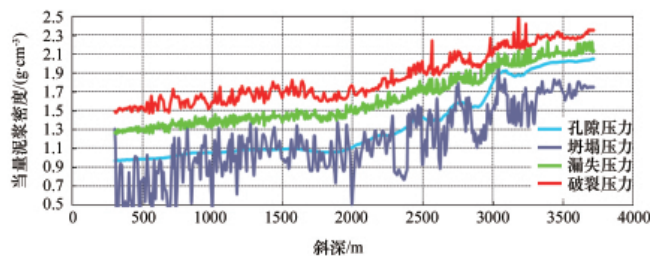


图 7 Yagyi-1 井 4 个压力剖面

Fig. 7 Four pressure profiles of Yagyi-1 well

下部地层孔隙压力-漏失压力窗口窄,这也是上部坍塌、下部漏失严重的根本原因。同时由于泥浆密度窗口过窄,部分地方已经小于环空的循环压耗,导致在实钻过程中钻井液密度调节困难,MPD 钻井技术是解决这种问题的有效方法之一。

4.2 缅甸 D 区块 MPD 技术应用的可行性分析

Yagyi-1 井全井的安全泥浆密度窗口较窄。在 800—1500m 井段,安全窗口为 0.1—0.15g/cm³,主要是坍塌压力与漏失压力窗口窄,为了防漏,使用的泥浆密度较低,低于坍塌压力,井壁失稳严重;在 2000—2300m 井段,安全窗口为 0.085—0.10g/cm³,使用的钻井液密度小于坍塌压力,出现了井塌井漏共存现象,尽管钻井液 ECD 小于漏失压力,在该井段也出现了多次漏失,主要是断层所致;2800m 附近安全窗口为 0.08g/cm³ 左右,同上部井段一样,由于泥浆密度低于坍塌压力,主要表现为井壁失稳。

安全生产的前提是:井底 $ECD > r_c$ (坍塌压力当量密度),同时 $ECD > r_p$ (孔隙压力当量密度),且 $ECD < r_l$ (漏失压力当量密度),也就是 $\max(r_c, r_p) < ECD < r_l$ 。安全窗口的大小为 $r_l - \max(r_c, r_p)$ 。

Yagyi-1 井 3600—5000m 井段,地层压力与漏失压力之间的安全窗口为 0.15g/cm³ 左右,地层压力与破裂压力之间的安全窗口为 0.25g/cm³ 左右。根据实际所用钻井液性能(密度为 1.99, PV 为 109, YP 为 34, 排量为 600L/min) 计算 ECD 为 2.22g/cm³ (停开泵期间的压力波动为 0.22g/cm³),远远超过了漏失压力,接近或达到地层的破裂压力,导致该井段漏失严重。

而 MPD 钻井技术是一种自适应的钻井工艺,可精确控制全井筒环空压力剖面,保持稳定的井底压力,使井保持在“既不漏、也不喷”的状态。

根据 Yagyi-1 井压力情况分析,在 5500m 处取地层压力系数为 1.90,则该点压力为 104.5MPa,因此该井配备 105MPa 的单、双闸板防喷器、70MPa 环形防喷器,以及相同压力级别的节流压井管汇和内防喷工具,还配备了液气分离器、真空除气器等井控辅助设备。钻井液选择水基液相钻井液,密度在 1.96—2.20g/cm³。对于 MPD 井口防喷器的选择,目前最高的压力级别为静压 35MPa,按照 IADC 关于 MPD 技术的风险分类,该井风险级别为最高的 5 级,流体类型为液相编号为 5,综合称为 5A5。

4.3 缅甸 D 区块 T1 井 MPD 技术应用的可行性分析

P1 井 2010 年 1 月 23 日自 2369m 开始四开钻进,2 月 27 日钻进 3427.95m 再次发生井漏,钻进至 3428.2m 停钻堵漏,泵入桥堵浆后停泵起钻遇卡。3 次泡解卡剂未解卡,然后爆炸松扣,在 3025.17m 倒开上部钻具。鱼顶上方打水泥塞后从 2976m 侧钻。2010 年 4 月 7 日五开,钻头直径 149.2mm,4 月 30 日顺利钻进至 3751m 完钻。从 2908m 到 3751m 用时 65d,钻机日费 2.4 万\$,花费 156 万\$。

为解决 P1 井在钻井过程中遇到的上述难题,P1 井邻井

T1 相同井段进行了控压钻井试验,该并于 2010 年 12 月 9 日控压设备安装、调试,2011 年 1 月 18 日控压钻进至 3830m 完钻。MPD 服务费 1 万美元/d,则控压费用为 39 万美元,钻机费用 93.6 万美元,总计 132.6 万美元,不计堵漏材料费用,多下一层套管费用,相比常规钻井,节省 23.4 万美元。

综上所述,采用 MPD 技术可有效解决缅甸 D 区块的窄安全密度窗口问题。

5 结论

(1) IADC 分类综合考虑了油藏类别、流体类型和地层压力大小,考虑全面,应用简单。

(2) 建立了一套 MPD/UBD 技术适应性评价方法,即“三步法”评价体系,主要包括必要性评价、可行性评价、技术经济性评价。

(3) 控压钻井地质适应性评价的关键技术包括地质环境因素描述、精细水力学计算、设备配套与优选、压力控制方法、经济性评价。

(4) 将本文建立的地质适应性评价体系应用于缅甸 D 区块,筛选了控压钻井适用层位,应用效果显著。

参考文献 (References)

- [1] Helio S, Joe K. Simple managed pressure drilling method brings benefits [J]. *World Oil*, 2007, 228(3): 12—17.
- [2] Medley G H, Moore D, Nauduri S, et al. Simplifying MPD: lessons learned, SPE/IADC 113689[R]. Washington DC: SPE/IADC, 2008.
- [3] Silvang S A, Leuchtenberg C, Gil I C, et al. Managed pressure drilling resolves pressure depletion related problems in the development of the HTHP Kristin Field, IADC/SPE 113672[R]. Washington DC: SPE/IADC, 2008.
- [4] Hannegan D M. Managed pressure drilling in marine environments—case studies, SPE/IADC 92600[R]. Washington DC: SPE/IADC, 2005.
- [5] Syltø S, Eide S E, Torvund S. Highly advanced multitechnical MPD concept extends achievable HTHP targets in the North Sea, SPE/IADC 114484[R]. Washington DC: SPE/IADC, 2008.
- [6] Xiong H, Shan D. Reservoir criteria for selecting underbalanced drilling candidates, SPE 81621[R]. Washington DC: SPE, 2003.
- [7] der Werken T, Boutalbi S. Reservoir screening methodology for horizontal underbalanced drilling candidacy, SPE 10966 [R]. Washington DC: SPE, 2005.
- [8] Alajmi S E, Jerome J. Optimum selection of underbalanced techniques, SPE85322[R]. Washington DC: SPE, 2003.
- [9] Reitsma D, van Riet E. Utilizing an automated annular pressure control system for managed pressure drilling in mature offshore oilfields, SPE 96646[R]. Washington DC: SPE, 2005.
- [10] 赵向阳, 孟英峰, 李皋, 等. 充气控压钻井气液两相流型研究[J]. 石油钻采工艺, 2010(2): 6—10.
Zhao Xiangyang, Meng Yingfeng, Li Gao, et al. *Oil Drilling & Production Technology*, 2010(2): 6—10.

(责任编辑 安莹,吴晓丽)