

· 专题一:石油矿业安全领域学科发展(石油与天然气工程) ·

深水油气钻采井筒压力预测及其控制研究进展

李 军^{1,2} 杨宏伟^{2*} 张 辉² 王江帅² 高热雨² 张锐尧²

1. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区,克拉玛依 834000

2. 中国石油大学(北京),北京 102249

[摘 要] 深水地层是油气资源的重要接替区。压力控制贯穿油气钻采的整个过程,是安全高效作业的基础。本文以压力控制为主线,从复杂地层压力体系形成机制与预测方法、窄密度窗口地层钻井井筒压力安全控制模式、油气开采长效流动保障机制、环空圈闭压力演变机理与控制方法等四个方面,阐述了国内外深水油气钻采井筒压力控制基础研究的新进展。结合我国面临的深水地层压力体系复杂、井筒压力控制难度大、油气长效流动保障困难和环空圈闭压力控制难等瓶颈问题,提出了深水油气钻采全生命周期井筒压力控制的攻关方向,包括:明确多源多机制复杂地层压力体系形成机理,建立深水软岩地层安全密度窗口预测方法;提高井筒压力预测精度,研发适用于深水钻井的变梯度控压钻井新技术;完善压裂充填防砂新方法,形成集防砂、控水与水合物防治于一体的深水油气井长效流动保障机制;加强环空圈闭压力形成及演变机理研究,形成相应的控制方法等。

[关键词] 深水油气;地层压力体系;井筒压力;井筒流动保障;环空圈闭压力

近 10 年发现的超过 1 亿吨储量的大型油气田中,海洋油气占到 60%,其中一半是在超过 500 m 的深水区域^[1]。深水油气勘探开发正成为世界石油工业的主要增长点,深水将成为未来油气资源争夺的主战场^[2]。中国南海油气资源非常丰富,石油资源量约为 300 亿吨,天然气资源量约为 16 万亿立方米,占中国油气总资源量的 1/3,其中 70% 蕴藏于深水区域^[3]。开发南海深水油气资源,无论从发展海洋经济还是维护国家主权来讲都具有重大战略意义。

井筒压力控制贯穿深水油气钻采的全生命周期,是安全钻井和高效开采的基础。本文系统总结了深水复杂地层压力体系形成机制与预测方法、窄安全密度窗口地层钻井井筒压力控制模式、油气开采长效流动保障机制、环空圈闭压力演变机理与控制方法等四个方面的最新研究进展,剖析了我国深水油气面临的地层压力体系复杂、井筒压力控制难度大、油气长效流动保障困难和环空圈闭压力控制



李军 长江学者特聘教授,博士生导师,现任中国石油大学(北京)克拉玛依校区副校长,长期从事油气井力学与控制工程的教学与科研工作,享受国务院政府特殊津贴专家。



杨宏伟 中国石油大学(北京)博士后,主要从事深水钻井、控压钻井、智能井控等方面的研究,主持有国家自然科学基金青年科学基金、博士后科学基金项目,至今发表学术论文 20 余篇。

难等瓶颈问题,提出了下一步的攻关方向,以期突破目前的技术瓶颈提供参考。

1 深水油气钻采井筒压力控制研究现状

1.1 深水复杂地层压力体系形成机制与预测方法

地层压力体系是油气钻采最为基础的数据,在

收稿日期:2021-05-31;修回日期:2021-12-19

* 通信作者,Email:zerotone@cup.edu.cn

本文受到国家自然科学基金项目(51734010,52104012)和中国博士后科学基金项目(2021M693494)的资助。

油气井全生命周期具有重要的地位。由于高温、高压、地质构造复杂、断块发育等因素,我国南海深水地层压力分布十分复杂。因此,开展深水地层压力体系形成机理和预测方法研究,最终形成包括地层压力、坍塌压力、漏失压力、破裂压力在内的深水钻井安全密度窗口确定方法具有重要的意义,国内外学者对此也进行了大量相关研究。

1.1.1 深水复杂地层压力形成机制与预测方法

异常地层压力形成的原因多种多样,可能是由地质、物理、地球化学和动力学等多方面因素互相叠加所致。学者们相继提出了欠压实、水热增压、粘土矿物成岩、渗透作用、生烃作用、烃类裂解等机制,并建立了相应的计算模型,完善了异常压力预测理论,奠定了地层压力预测技术的基础^[4,5]。

研究表明,除了常规欠压实作用导致的超压之外,底辟、断层、砂体等特殊地质体的存在,常常使深层超压与浅层窜通,致使形成浅层高压,导致局部超压面深度起伏较大,如图1所示。中海油湛江分公司开展了“多源多机制”超压成因研究,并应用常规地震波层速度(VSP)和随钻地震波层速度(SWD)资料实现了地层压力钻前预测,在深水盆地超压预测方面取得了重要突破^[6],如图2所示。国内学者

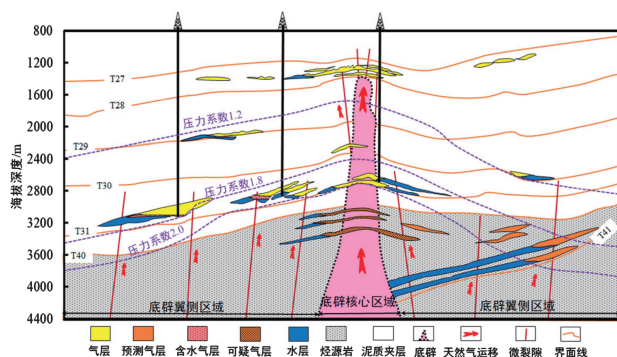


图1 底辟导致深层超压与浅层窜通

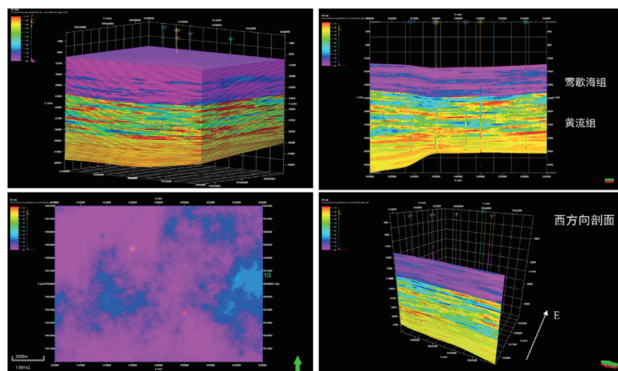


图2 基于地震波速度的地层压力预测

则进一步将地质、测井、录井资料相结合,提高了相应的预测精度^[7,8]。

1.1.2 考虑呼吸效应的深水软岩地层漏失压力预测方法

深水不同于陆地和浅水区,上部海水深度超过500米,导致泥线以下岩石弱胶结、高孔隙,尤其是在深水浅部软岩地层。钻井时,较低的漏失压力会导致一种呼吸效应现象,即当开泵循环时,井筒压力超过地层漏失压力,钻井液发生漏失;而当停泵时,侵入地层的钻井液回吐至井筒^[9]。发生这种现象时,地层的呼吸效应很容易被误诊为溢流或井涌,从而导致采取一些不必要的井控措施。

目前,关于深水软岩地层裂缝张开和闭合引起的呼吸效应研究较多。Lavrov和Tronvoll建立了一维线性单裂缝模型定量描述了泥浆漏失情况,分析了不同参数对呼吸效应强度的影响^[10]。Ozdemirtas根据幂律钻井液漏失到有限尺寸、可变形的圆形裂缝性地层中的呼吸效应现象,建立了呼吸漏失数学模型,描述了真实的钻井液漏失曲线^[11]。高热雨等建立了一种模拟呼吸效应的实验装置,如图3所示^[12,13]。基于该装置,模拟了裂缝性地层呼吸效应的整个发生过程,分析了呼吸效应各阶段的特征,研究了泥浆循环压力、裂缝张开压力、岩石类型等因素对呼吸效应的影响。在此基础上,提出了一个新系数,可快速确定呼吸效应的严重程度。

深水浅部地层沉积时间较短,具有胶结性弱、渗透性高、变形性能强和微裂缝系统不发育等特点。结合钻遇的呼吸效应现象,高热雨等提出了一种新的引发机理——地层渗透性机理,如图4所示^[14]。基于该机理,结合井筒压力波动情况,考虑非牛顿流体渗流规律,运用多孔弹性介质应力与渗流耦合方法,建立了基于呼吸效应的深水软岩地层漏失压力预测模型,为实现安全密度窗口精细预测及井筒压力控制奠定了基础。

1.1.3 深水浅部地层破裂压力预测方法

传统破裂压力计算模型建立在弹性力学基础上,主要有伊顿法、Stephen法、Anderson法、黄荣樽法以及一些修正的经验模型等。但深水浅部地层受饱和土固结理论控制,井壁在发生破裂前会进入塑性屈服状态,这些模型并不适用。

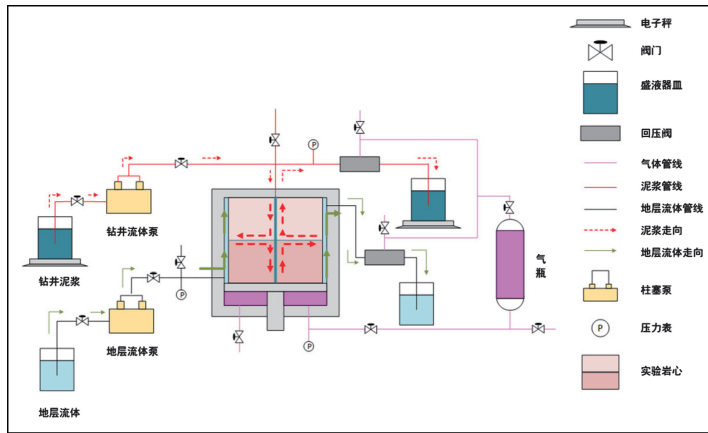


图 3 模拟呼吸效应的实验装置

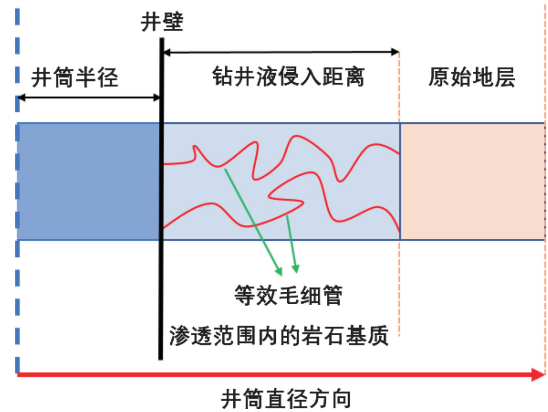


图 4 渗透性呼吸效应机理示意图

Aadnay 等考虑了井眼周围的弹塑性区域, 构建了计算破裂压力的弹塑性模型, 但该模型起裂点位于弹塑性区域胶结面, 所计算的破裂压力远高于实际情况^[15]。孙清华等针对 Aadnay 模型的弊端, 引入土力学中的超孔隙压力概念^[16]。高热雨等针对深水浅部地层中多形成水平裂缝的特殊性, 考虑地层破碎程度系数, 对井周应力和破裂压力的计算进行了修正, 进一步提高了对深水浅部地层破裂压力预测的准确性, 见表 1 所示^[17]。

1.2 深水地层窄安全密度窗口钻井井筒压力控制模式

目前, 控压钻井已成为解决陆地窄安全密度窗口地层钻井难题的有效手段, 但陆地控压钻井技术并不能简单移植到海上。尤其是深水钻井, 泥线以上为海水, 泥线以下为地层, 呈现不同的压力梯度, 因此海上多采用双梯度钻井。

1.2.1 深水钻井井筒压力预测模型

无论何种钻井方式, 都需要对井筒压力进行准确预测, 国内外学者分别建立了单相流和多相流条

件下深水钻井的井筒温度与压力计算模型。井筒内的多相流模型研究呈现如下几种趋势: (1) 稳态向瞬态发展; (2) 等温向非等温发展; (3) 无相态变化向多相态变化发展。孙宝江等通过气侵、溢流模拟揭示了常规压井过程中井底压力、出入口流量、泥浆池增量等关键参数的变化规律^[18]。何森等结合控压钻井技术, 发展了控压钻井井控多相流模型, 揭示了基于井底恒压和井口恒压两种控制方式下的井底压力和温度对不同参数的敏感性(见表 2 所示), 并对比分析了酸性气体与常规中性气体侵入对井筒压力控制的影响^[19]。

针对深水双梯度钻井, Halkyard 等、Marbun 等、李基伟分别建立了适用于海底举升泵、注空心球、可控泥浆液面(CML)等双梯度钻井的井筒温度与压力计算模型^[20-22]。此外, 李基伟建立了 CML 双梯度钻井动态压井模型, 提出了基于 U 型管效应的双梯度钻井溢流监测方法, 并分析了如何通过调节隔水管液面高度来实现 CML 双梯度钻井井筒压力的精确控制, 如图 5 所示^[22]。

表 1 深水浅部地层破裂压力修正模型和常规模型对比

井	水深 /m	井深 /m	破裂压力测量值/MPa	修正模型计算结果		常规模型计算结果	
				值 /MPa	相对误差 /%	值 /MPa	相对误差 /%
A 井	1 345	1 932	26.1	26.6	1.9	27.7	6.1
B 井	1 454	2 170	28.9	30.6	5.9	31.0	7.3
C 井	1 480	2 089	28.3	28.8	1.8	29.7	4.9
D 井	1 472	2 250	29.6	31.1	5.1	31.9	7.8

表 2 井底压力和温度的参数敏感性分析

自变量	数值 $x + \Delta x$	变化率 $\Delta x/x$	因变量—水基钻井液(井底温度、压力)				因变量—油基钻井液(井底温度、压力)			
			$T_1 + \Delta T_1$, °C	$\Delta T_1/T_1$	$P_1 + \Delta P_1$, MPa	$\Delta P_1/P_1$	$T_2 + \Delta T_2$, °C	$\Delta T_2/T_2$	$P_2 + \Delta P_2$, MPa	$\Delta P_2/P_2$
入口温度(°C)	25	-37.50%	131.58	-2.74%	82.88	0.77%	169.99	-0.57%	80.58	0.57%
	55	37.50%	138.88	2.66%	81.62	-0.77%	171.90	0.54%	79.67	-0.56%
地表温度(°C)	10	-60.00%	122.55	-9.41%	83.14	1.08%	154.47	-9.65%	81.25	1.41%
	40	60.00%	148.25	9.59%	81.28	-1.18%	187.63	9.74%	79.02	-1.37%
地温梯度 (°C/m)	0.025	-16.67%	116.81	-13.65%	83.32	1.30%	144.86	-15.27%	81.31	1.49%
	0.035	16.67%	154.36	14.10%	81.09	-1.41%	198.26	15.96%	78.94	-1.47%
井深(m)	6 000	-7.69%	121.51	-10.18%	75.86	-7.77%	155.01	-9.33%	73.77	-7.93%
	7 000	7.69%	149.59	10.58%	88.57	7.68%	187.18	9.48%	86.47	7.93%
套管下深(m)	5 000	-9.09%	135.18	-0.07%	82.29	0.05%	170.94	-0.02%	80.16	0.05%
	6 000	9.09%	135.42	0.10%	82.20	-0.06%	171.04	0.04%	80.09	-0.04%
套管尺寸(mm)	169	7.64%	135.87	0.44%	81.62	-0.77%	171.10	0.08%	79.66	-0.57%
	181	15.28%	136.44	0.86%	81.59	-0.80%	171.19	0.13%	79.73	-0.49%
井口回压 (MPa)	0.5	-50.00%	135.17	-0.08%	80.90	-1.64%	171.09	0.07%	78.73	-1.73%
	1.5	50.00%	135.36	0.06%	83.46	1.47%	170.87	-0.06%	81.37	1.56%
气侵量(m ³ /s)	0.4	-33.33%	135.91	0.47%	86.20	4.80%	170.82	-0.09%	84.22	5.12%
	0.8	33.33%	134.36	-0.68%	78.89	-4.09%	170.71	-0.15%	76.66	-4.32%
液相排量(L/s)	9	-25.00%	145.20	7.33%	78.18	-4.95%	177.39	3.76%	76.36	-4.69%
	15	25.00%	128.11	-5.30%	85.69	4.18%	166.82	-2.43%	83.27	3.93%
液相密度 (kg/m ³)	1 400	-6.67%	138.14	2.11%	76.22	-7.33%	173.62	1.55%	74.23	-7.35%
	1 600	6.67%	132.59	-1.99%	88.30	7.36%	168.37	-1.52%	86.04	7.39%
液相粘度 (mPa·s)	20	-33.33%	139.37	3.02%	81.91	-0.41%	174.19	1.88%	79.89	-0.29%
	40	33.33%	132.29	-2.21%	82.52	0.33%	168.54	-1.42%	80.31	0.24%
液相比热 (J/(kg·°C))	3 432	-12.00%	142.16	5.09%	82.05	-0.24%	176.57	3.28%	80.05	-0.09%
	4368	12.00%	129.09	-4.58%	82.44	0.23%	165.67	-3.10%	80.20	0.10%
液相导热系数 (W/(m·°C))	1.557	-10.00%	132.68	-1.92%	82.27	0.02%	168.82	-1.26%	80.12	0.00%
	1.903	10.00%	137.58	1.70%	82.23	-0.02%	172.83	1.09%	80.14	0.02%

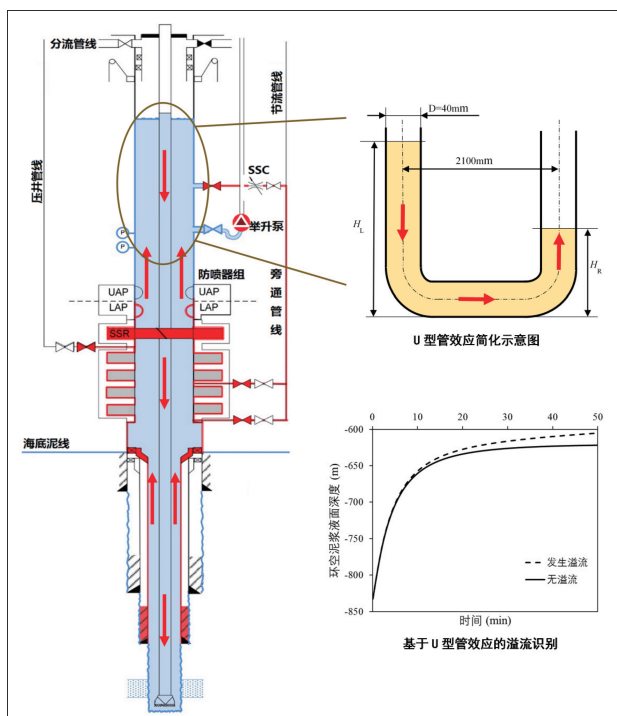


图 5 U 型管效应示意图

1.2.2 深水钻井井筒压力控制模式

如前所述,深水钻井目前多采用双梯度钻井,其实现方式包括海底泵举升、无隔水管以及注入低密度介质等。其中海底泵举升方式主要包括 shell 公司的海底泵系统、Baker 公司的 Deep Vision 双梯度钻井系统以及 Conoco 公司的 SMD 系统等。无隔水管方式中最典型的是挪威 AGR 公司开发的无隔水管钻井液回收系统(RMR),该系统的关键设备包括海底动力系统、钻井液处理系统、水下控制系统、回流管线系统。注低密度介质方式主要包括隔水管气举系统以及注空心球系统。该系统的关键设备是低密度介质注入系统,通过注入系统将气体或者空心球等注入到隔水管底部,从而在泥线上部与下部之间形成不同的压力梯度。

由于现有双梯度钻井系统只能改变泥线上部的压力梯度,而随着作业水深和井深的不断增加,窄密度窗口问题愈发明显,需要进一步提高控制精度。Maurer 等提出了多梯度钻井的思想,即在钻柱上连接两个或以上的分离器,利用分离器将钻柱内的空

空心球直接分离进入环空,从而在环空中实现多个密度梯度,形成多梯度钻井,如图 6 所示^[23]。该钻井方法的核心部分是井下分离器,其分离效率的高低将直接决定井筒压力控制效果。殷志明等开展了多梯度钻井井下分离和井筒压力分布仿真模拟,分析了注空心球多梯度钻井方式下的井筒压力分布特征^[24]。同时利用螺旋叶片以及中心导流管等结构对旋风分离器进行了改进设计,但是分离效率未超过 30%,效果并不理想。

李军等在 147 期双清论坛上,首次提出了多梯度控压钻井技术的思路,将多梯度钻井与井口控制回压相结合,如图 7 所示^[25]。后在国家自然科学基金重点项目资助下,进一步提出了深水变梯度控压钻井的思想,可更精细的控制井筒压力剖面始终处于安全密度窗口以内。目前已经研制了旋流式和过滤式新型井下分离器,大幅度提高了分离效率^[26,27]。杨宏伟等在考虑分离器位置处井筒变质量流动和空心球影响的基础上,建立了变梯度控压钻井井筒多相流模型及井筒温度—压力耦合场计算模型,揭示了变梯度参数对井筒多相流动规律的影响,明确了该钻井方式下的井筒压力分布特征,如图 8

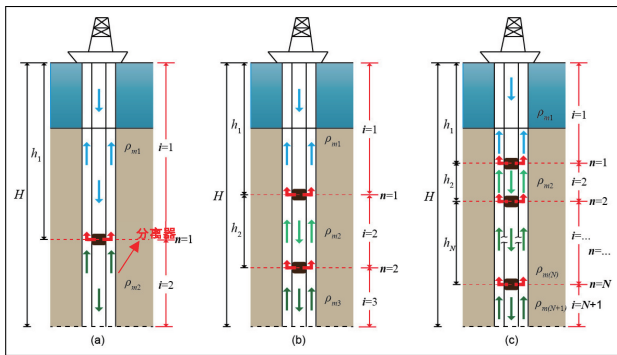


图 6 多梯度钻井示意图

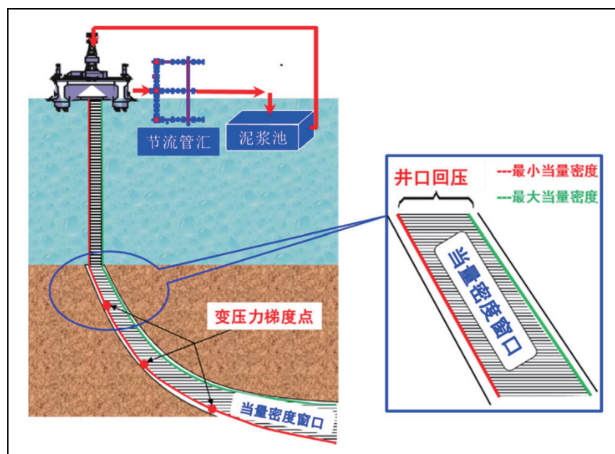


图 7 多梯度控压钻井技术

所示^[28-31]。

杨宏伟等建立了国内首套多梯度控压钻井室内模拟实验系统,如图 9 所示^[32]。该系统主要由控制系统、循环系统以及数据采集系统等组成。将空心球与钻井液在搅拌池中混合均匀后,通过泵将混合流体从上部入口注入,当流体进入分离器后,空心球会被分离并从分离口经过返回管线进入到储集池 1 中。该实验系统可用于分离器效率测试、空心球滑移速率测试、井筒压力控制模拟等研究。此外,为了提升注空心球多梯度钻井中井下分离器的分离效率,杨宏伟等进一步优化了分离器的结构,设计了一套可以实现高效分离的过滤分离器^[33]。

针对深水变梯度控压钻井,王江帅等考虑了裸眼段井筒压力的动态变化,提出了动态井筒压力计算方法^[34]。在此基础上,建立了以单次最大钻进深度为目标的动态井筒压力关键控制参数优化模型,分析了不同窄安全密度窗口条件下控制参数的优化问题。此外,提出了适用于变梯度控压钻井的早期气侵监测新方法^[35]和井筒压力动态控制方法^[30,36],

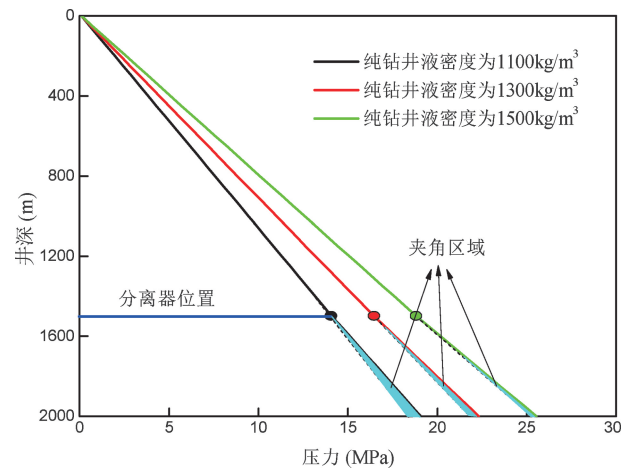


图 8 多梯度钻井井筒压力分布特征

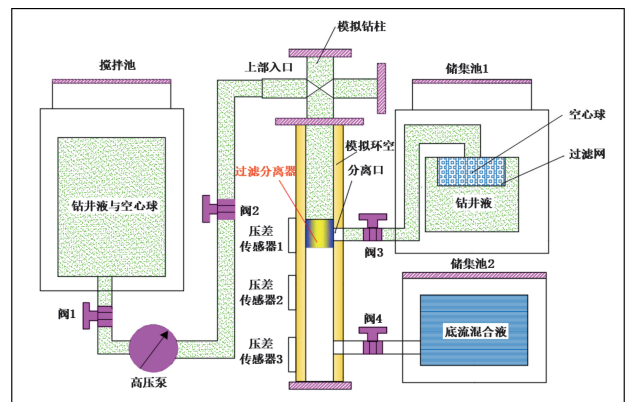


图 9 多梯度控压钻井室内模拟实验系统

通过数值模拟手段揭示了变梯度控压钻井压井过程中井底压力、井口回压、截面含气率等关键参数的变化规律。Zhang 等针对动态变质量流动的变梯度钻井井筒温度场和压力场耦合问题,基于井筒流动理论和热力学第一定律,考虑了井筒温度和压力对热物性参数的影响,建立了基于动态变质量流动的井筒温度和压力耦合模型,研究了变梯度钻井关键参数对环空温度、压力和流体密度的影响^[37,38]。

1.3 深水油气开采长效流动保障

深水油气从地层流至井口的长效流动保障面临两个难题:一是深水高孔高渗疏松砂岩易出砂,以及储层非均质造成的过早见水,将严重影响井筒入流质量;二是井筒低温、高压的特殊环境,导致天然气水合物堵塞井筒,影响油气井的正常生产。因此,防砂控水与井筒水合物防治是深水油气长效流动保障的关键。

1.3.1 深水压裂充填防砂工艺

由于深水区域上覆岩层相当一部分被海水替代,地层压实程度低、储层成岩性差、胶结性差等特点突出。加之深水油气储层多为高孔高渗,出砂风险高,据统计,90%的深水油气井均存在出砂的可能性^[39]。

深水油气开采防砂一般以砾石充填方法为主,近年来发展形成了压裂充填砾石完井防砂新技术,即先进行压裂,再在套管与筛管的环形空间内充填砾石的一种完井方法,将水力压裂和砾石充填的优势有机地结合在一起^[40],具有防砂更可靠,有效期更长,消除近井地层伤害的优点。

Halliburton 公司在压裂充填防砂技术方面进行了深入的研究,典型的工具包括 Stack Pack System 和 DTMZ System,前者为逐层压裂充填服务工具,后者为两趟多层充填服务工具^[41]。但是,由于逐层压裂充填存在工期长和日费高的突出问题,近年来国内外在一次多层充填防砂技术方面取得了很大的突破,比如 Halliburton 的 STMZ System、Baker Hughes 的 Mine-Beta System 和 MST System、Schlumberger 的 MZ-Xpress System 等^[42]。此外, Halliburton 成功研制了增强型(双基管)一次多层压裂充填工具 ESTMZ System,该技术优势明显,应用前景广阔,值得在后续研究中予以重点关注。

1.3.2 深水油气井长效控水技术

边底水油气藏生产过程中,由于油气藏物性、井眼轨迹、生产管理等因素,很容易发生底水脊进,导

致含水率上升过快,从而影响后期增产。海上油田水平井控水存在出水层位判定难,控水工艺施工难、风险大、地层条件复杂、控水技术要求高等特点,如何在不找水的前提下实现有效控水,是海上油田水平井控水的重点。海上控水完井方式主要包括井下油水分离(DOWS)和机械控水技术^[43]。对深水油田而言,主要使用自适应流入控制装置(AICD)控水技术和智能完井技术,但智能完井系统主要应用在合采井的管理上,单独应用在控水方面的比例仅为5%^[44]。

AICD 控水完井是一种新型完井技术,目前主要有四种类型的 AICD,包括夹片式、浮动盘式、膨胀式和流道式,但实现商业应用的仅有浮动盘式和流道型式^[45]。近年来国内也开始关注 AICD 技术,从不同方面对已有技术进行了改进。中海油研究总院提出了一种复合型控水装置 C-AICD^[46],能够实现早期均衡生产剖面,中后期根据流体特征的变化自动抑水,避免了目前单独使用 AICD 的缺陷,尽可能提高单井采收率,实现降水增油目的。该技术可与筛管、封隔器及砾石充填工艺相配套,是目前实现智能控水增油及防砂的最优组合。此外,基于该技术形成了一套完善的深水油气井长效控水设计方法,如图 10 所示。但是,目前 AICD 技术主要应用于油藏控水,针对气藏的 AICD 控水完井技术研究还很不完善,亟待攻关。

1.3.3 深水井筒内水合物生成及演化规律

在深水油气开采过程中,常见的难题之一是天然气水合物堵塞问题。天然气水合物对油气开采具有较大的危害,会引起管线、阀门等设备堵塞,严重时甚至会引起生产事故。

目前,水合物生成及演化研究主要有热力学和动力学两套理论,如图 11 所示。热力学理论主要研究水合物的生成条件(温度—压力),分析水合物是否会生成^[47];动力学理论主要研究水合物的生成速度和生成量,分析是否会造成堵塞、影响生产等^[48]。

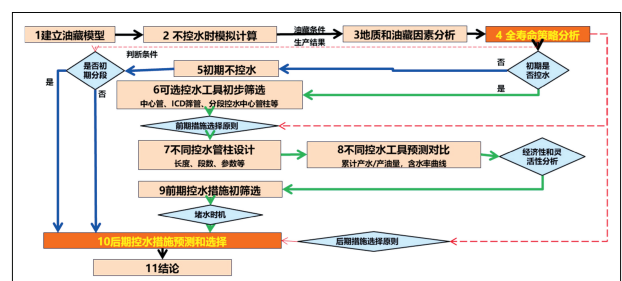


图 10 深水油气井长效控水设计方法

目前,水合物生成热力学理论的研究较成熟,而动力学方面的研究仍然处于初始阶段。王志远等在深水气井多相流动特性研究的基础上,考虑了水合物生成和沉积特点,建立了水合物流动障碍预测模型,揭示了不同工况下水合物流动障碍形成机制,探讨了水合物流动障碍风险及防治方法^[49-51]。中海油研究院研制了高压全透明反应釜装置(如图 12 所示),进行了温度 0~30 ℃、压力 3.35~8.16 MPa、搅拌速率 200~1 000 r/min 范围内的 16 组甲烷水合物生长和分解动力学实验,结果表明水合物颗粒的分布状态与水合物浆液的流动性直接相关,水合物块的静态分解过程受到分解气传质速率的控制^[52]。根据水合物生成动力学理论,可以从物理和化学角度抑制水合物生成,防止管道堵塞,常采用的方法包括注化学试剂法、降压法等。

1.4 深水油气开采环空圈闭压力演变机理与控制方法

深水油气开采时的环空圈闭压力会对井口安全造成严重威胁,目前研究主要是针对环空圈闭压力的预测、控制及相关模拟实验等。

1.4.1 环空圈闭压力预测方法

环空圈闭压力的预测方法主要分为两类。一类是将环空视为充满液体的情况,环空内没有气体存在^[53]。模型主要考虑环空内液体的等压热膨胀和等温压缩造成的压力升高,进而采用 PVT 方程进行

预测。另一类情况针对环空内填充气体的情况,环空中存在气液两相^[54]。在这种情况下,一般采用气体状态方程计算气体的体积变化进而预测环空圈闭压力。针对环空流体体积的变化预测通常要考虑流体的膨胀性、压缩性、套管变形、多环空耦合效应等。王昊等考虑了套管轴向力、环空气体体积含量、套管热变形、套管尺寸以及水泥环的综合影响,对现有的深水油气开采环空圈闭压力预测方法进行了改进,形成了适用范围更广的环空圈闭压力预测模型,提高了预测精度^[55, 56]。

1.4.2 环空圈闭压力室内物理模拟实验

国内外针对环空圈闭压力室内物理模拟实验研究比较欠缺,目前开展的少量实验主要是采用单级圆筒装置对密闭流体进行不同程度的升温测试,获得密闭流体的温度压力升高规律^[57, 58]。王昊等研制了多级环空圈闭压力升高实验测试装置,如图 13 所示^[56]。采用现场真实套管及不同类型的钻井液,针对典型三环空井筒结构下的深水环空圈闭压力升高问题,开展了系统化室内物理模拟实验,对不同环空温度、环空流体类型、气液比等因素进行了敏感性实验研究。

1.4.3 环空圈闭压力管理办法及防治措施

为了防止环空圈闭压力对安全生产带来的影响,国内外众多学者提出了不同的环空圈闭压力管理办法^[59-61]及预防措施^[62-64]。目前主要措施可分为以下几种:(1)采用泡沫隔离液。在环空内填充氮气泡沫隔离液,当环空圈闭压力升高时,通过气体的高压缩性降低环空压力;(2)套管安装可压缩泡沫。在套管自由段外壁安装可压缩泡沫层,当环空

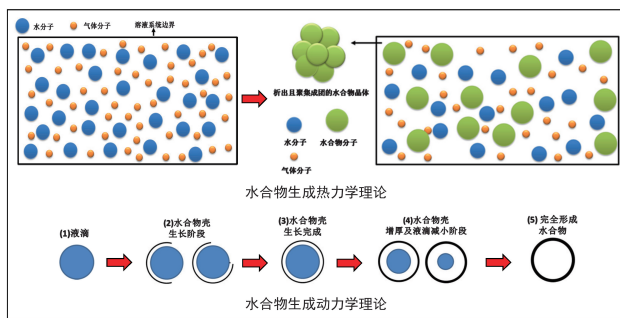


图 11 水合物生成及演化机理

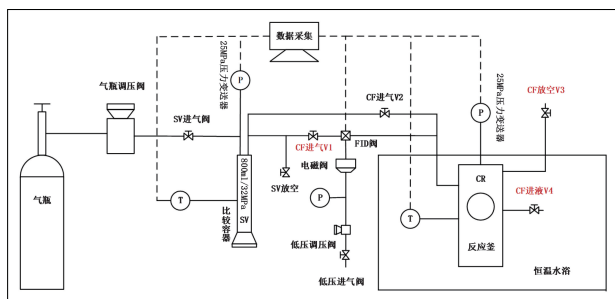


图 12 高压全透明反应釜装置

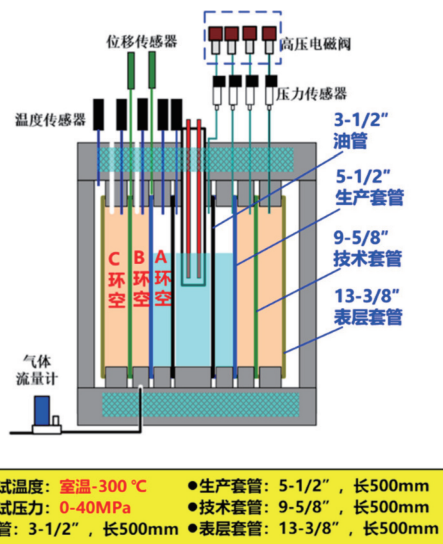


图 13 环空圈闭压力室内物理模拟实验系统

圈闭压力大于一定值时,泡沫材料被压缩,从而实现环空圈闭压力的降低。(3)使用真空隔热油管。真空隔热油管可以有效减少热量传递,降低环空流体的温度升高程度,从而降低环空压力的上升程度。(4)全井固井。将水泥返至井口,消除套管自由环空。(5)安装破裂盘。当邻近环空压力差达到一定值时,破裂盘打开,沟通邻近环空,实现压力的平衡或进一步从其他环空释放压力。(6)固井水泥返至外层套管鞋以下,通过暴露一段地层释放一定的环空圈闭压力。

2 深水油气钻采井筒压力控制面临的难点及研究方向

2.1 深水复杂地层压力体系形成机制与预测方法

(1) 钻前压力精确预测。深水沉积盆地地质条件复杂,超压成因机理复杂、异常压力分布形态多样。目前,深水盆地勘探程度整体较低,已钻井少且距离远,参考资料少,导致钻前压力预测难度大。因此,应在区域盆地超压演化、压力封存箱、“多源多机制”超压理论等指导下,综合考虑地层层序、岩性组合、构造运动等因素的影响,理清盆地超压的地质、地球物理及钻井工程响应机制,建立精度更高的压力预测模型。

(2) 地层呼吸效应识别。地层呼吸效应容易被误判为地层流体的侵入,导致采取不必要的井控措施,打破井筒中原有平衡状态,反而加剧呼吸效应,引发其他井下复杂情况。因此,应针对深水中浅部地层胶结弱的特点,加强岩石力学特征、弱固结地层渗流规律、裂缝性漏失规律研究,揭示深水地层呼吸效应动态响应机理,明确呼吸效应响应特征,构建深水呼吸效应快速识别、评价及处理的“三位一体”新方法。

2.2 窄安全密度窗口钻井井筒压力控制

(1) 酸性气体侵入后的井筒压力计算。与常规甲烷气体不同,当 CO_2 、 H_2S 等酸性气体侵入井筒后,会导致钻井流体流变性变差甚至无法流动,极大的影响循环、排气及压井过程。因此,酸性气体侵入条件下的深水钻井井筒压力控制难度更大,井控风险更高。应该加强酸性气体侵入后井筒内钻井流体性能变化特征研究,进一步对比分析与常规甲烷气体侵入的差异性,优化井筒压力计算模型。

(2) 深水井筒压力智能控制。针对深水钻井安全密度窗口窄、钻井及压井过程中手动控制井筒压力波动大、控制精度低等问题,建立井筒多相流动状

态实时评估模型,研发深水多梯度控压钻井系统、井控风险实时决策与智能井控系统。

2.3 深水油气开采长效流动保障

(1) 各海域地层出砂位置和底水具有不同特点,长时间的防砂控水作业费用高,影响防砂控水的经济性。应通过大数据分析手段,研究海上油气生产井不同时期、不同地质特点的出砂和含水率上升规律,分析出砂和出水主控因素,研发适合我国深水油气田的压裂充填防砂新技术。

(2) 当前水合物生成预测从热力学和动力学两个方面建立相应模型,其中热力学模型相对简单且应用较多,而动力学模型较复杂且不够成熟。因此,综合考虑水合物生成动力学、传热和传质,建立管道流动体系下的水合物生成模型。

2.4 深水油气开采环空圈闭压力演变机理与控制方法

(1) 深水井井身结构复杂,不同位置的环空内外结构不同,相邻环空温度压力之间相互影响,对环空圈闭压力预测结果具有一定的影响。另外,现有环空圈闭压力预测模型大多以水作为研究对象,忽略了环空实际流体的热物理性质的动态变化,与实际情况存在一定差距。因此,应该考虑实际井身结构、环空流体性质等条件,建立相应的预测模型。

(2) 完善深水环空圈闭压力室内物理模拟实验。目前开展的实验大多是对圆筒内的密闭流体进行升温测试,测量密闭流体的温度压力变化规律,不能有效模拟现场实际环空及套管层次且缺乏系统性。应结合新的实验平台,根据深水井环空结构及温压环境,开展深水油气开采多环空圈闭压力升高实验研究,为环空圈闭压力研究提供数据来源,进一步为理论研究及现场分析提供实验验证及支撑。

(3) 国内外提出了众多针对环空圈闭压力升高问题的管理方案及防治措施,包括消除环空、释放压力、增加环空可压缩性、减少热量传递等办法,但均存在一定的局限性。尚需探索深水环空圈闭压力预防、释放、缓解的新理论、新工艺、新方法,建立系统完整的环空圈闭压力管理方案。

3 结论

本文以压力控制为主线,综述了深水复杂地层压力体系预测、窄密度窗口地层控压钻井、油气开采长效流动保障、环空圈闭压力控制等四个方面的研究进展,提出了深水油气钻采全生命周期井筒压力控制的攻关方向,主要的结论如下:

(1) 深水复杂地层压力体系的研究主要包括深部地层超压形成机制及预测方法、浅部地层呼吸效应机理及漏失压力预测两个方面,但相关的机理和方法均不够成熟。需进一步加强多学科交叉的系统性研究,形成一套成熟的、适合深水盆地的复杂地层压力体系形成机理及精确预测方法。

(2) 控压钻井技术有效解决了窄安全密度窗口地层井筒压力控制难度大的问题,国内的精细控压钻井系统基本达到了国际先进水平。针对深水地层,需要在控压钻井的控制模式、控制系统和装备等方面继续攻关,提高控压钻井技术在深水平台和水下井口的适应性,推进实现控压钻井系统智能闭环控制。

(3) 深水油气开采防砂控水与水合物防治是长效流动保障的关键,在理论、模型和工具等方面已经取得了认识。但是,目前防砂、控水与水合物防治相互独立,造成油气开采成本高、非开采阶段周期长等问题。需要结合压裂充填防砂、长效控水和水合物防治方法,形成集防砂、控水与水合物防治于一体的深水油气井长效流动保障机制。

(4) 深水环空圈闭压力升高的问题在理论预测、室内物理模拟实验、管理办法及防治措施等方面取得了一定的进展,但仍处于重要的攻关阶段。需要在借鉴国外先进经验的基础上,强化国内科研力量协同攻关,实现环空圈闭压力的风险评价和安全控制,最终形成系统、全面的管理办法。

参 考 文 献

- [1] 张功成, 屈红军, 张凤廉, 等. 全球深水油气重大新发现及启示. 石油学报, 2019, 40(1): 1—34, 55.
- [2] 杨进, 曹式敬. 深水石油钻井技术现状及发展趋势. 石油钻采工艺, 2008, 30(2): 10—13.
- [3] 王陆新, 潘继平, 杨丽丽. 全球深水油气勘探开发现状与前景展望. 石油科技论坛, 2020, 39(2): 31—37.
- [4] Eaton BA. The equation for geopressure prediction from well logs. SPE 5544, 1975.
- [5] Bowers GL. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89—95.
- [6] 谢玉洪. 莺歌海高温超压盆地压力预测模式及成藏新认识. 天然气工业, 2011, 31(12): 21—25, 124.
- [7] 刘爱群, 周家雄, 范彩伟, 等. 莺琼盆地高温超压地层钻前压力预测面临的问题与对策. 天然气工业, 2015, 35(2): 21—26.
- [8] 蔡军, 李文拓, 刘鹏, 等. 琼东南盆地深水区探井随钻压力监测技术与应用. 天然气工业, 2015, 35(10): 99—105.
- [9] Baldino S, Miska SZ, Ozbayoglu EM. A novel approach to borehole-breathing investigation in naturally fractured formations. SPE Drilling & Completion, 2019, 34(1): 27—45.
- [10] Lavrov A, Tronvoll J. Mud loss into a single fracture during drilling of petroleum wells: modelling approach. Development and Application of Discontinuous Modelling for Rock Engineering. London: CRC Press, 2021: 189—198.
- [11] Ozdemirtas M, Babadagli T, Kuru E. Effects of fractal fracture surface roughness on borehole ballooning. Vadose Zone Journal, 2009, 8(1): 250—257.
- [12] Gao RY, Li J, Liu GH, et al. Experimental study on typical characteristics of borehole breathing under different pressure and rock type conditions. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 77: 103241.
- [13] Gao RY, Li J, Yang HW, et al. An innovative experimental device for borehole ballooning. The Review of Scientific Instruments, 2020, 91(4): 046103.
- [14] Gao RY, Li J, Yang HW, et al. A novel approach to investigating the mechanism of permeability-induced borehole breathing in deepwater shallow formations. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109331.
- [15] Aadnøy BS, Belayneh M. Elasto-plastic fracturing model for wellbore stability using non-penetrating fluids. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, 45(3/4): 179—192.
- [16] 孙清华, 邓金根, 闫传梁, 等. 深水浅层破裂压力计算方法. 中南大学学报(自然科学版), 2015, 46(4): 1402—1408.
- [17] Gao RY, Li J, Luo KD, et al. Calculation and analysis for fracture pressure of deep water shallow formation. Computational and Experimental Simulations in Engineering. Cham: Springer International Publishing, 2019: 149—160.
- [18] Sun BJ, Guo YL, Sun WC, et al. Multiphase flow behavior for acid-gas mixture and drilling fluid flow in vertical wellbore. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 165: 388—396.
- [19] 何森. 控压钻井溢流实时解释理论与控制方法研究. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
- [20] Halkyard J, Anderson MR, Maurer WC. Hollow glass microspheres: an option for dual gradient drilling and deep ocean mining lift. OTC 25044, 2014.
- [21] Marbun BTH, Adi Kurnia H. The Effect of High Pressure and Temperature Variation to the Hydraulic of Various Dual Gradient Drilling Operation. SPE 156373, 2012.
- [22] 李基伟. 深水可控泥浆帽双梯度钻井井筒流动规律与井控技术研究. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
- [23] Maurer WC, Medley Jr GH, McDonald WJ. Multi-gradient drilling method and system; U. S. Patent 6,530,437. 2003-3-11.
- [24] 殷志明, 盛磊祥, 蒋世全, 等. 深水多梯度钻井方法及仿真分析. 天然气工业, 2012, 32(11): 64—67, 119.

- [25] 高德利, 朱旺喜, 李军, 等. 深水油气工程科学问题与技术瓶颈——第147期双清论坛学术综述. 中国基础科学, 2016, 18(3): 1—6.
- [26] 黄涛. 深水多梯度钻井井下旋流分离器设计与实验. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- [27] 张锐尧, 明瑞卿, 李军, 等. 双梯度钻井分离器设计及其分离效率的研究. 石油机械, 2021, 49(3): 1—8.
- [28] 王江帅, 李军, 柳贡慧, 等. 变压力梯度下钻井环空压力预测. 石油学报, 2020, 41(4): 497—504.
- [29] Yang HW, Li J, Liu GH, et al. Numerical analysis of transient wellbore thermal behavior in dynamic deepwater multi-gradient drilling. *Energy*, 2019, 179: 138—153.
- [30] Yang HW, Li J, Liu GH, et al. A transient hydro-thermo-bubble model for gas kick simulation in deep water drilling based on oil-based mud. *Applied Thermal Engineering*, 2019, 158: 113776.
- [31] Wang JS, Li J, Liu GH, et al. Development and application of transient gas-liquid two-phase flow model considering sudden density change. *Energy Science & Engineering*, 2020, 8(4): 1209—1219.
- [32] 杨宏伟. 深水变梯度控压钻井井筒压力分布规律与控制方法研究. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- [33] 杨宏伟, 张锐尧, 李军, 等. 深水多梯度钻井过滤分离器结构设计及关键参数计算. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(6): 72—78.
- [34] 王江帅, 李军, 柳贡慧, 等. 基于井下分离的深水双梯度钻井参数优化. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 776—781.
- [35] 王江帅, 李军, 柳贡慧, 等. 基于井下分离的深水双梯度钻井早期气侵监测新方法. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(6): 73—78.
- [36] 王江帅, 李军, 何岩峰, 等. 变梯度控压钻井井控过程中井口回压变化规律. 石油学报, 2021, 42(11): 1499—1505.
- [37] Zhang RY, Li J, Liu GH, et al. The coupled model of wellbore temperature and pressure for variable gradient drilling in deep water based on dynamic mass flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 205: 108739.
- [38] Zhang RY, Li J, Liu GH, et al. The coupled model of transient non-equilibrium interphase mass transfer rate of sliding bubble and two-phase flow in variable gradient drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208: 109277.
- [39] 王利华, 楼一珊, 邓金根, 等. 深水浅层气田防砂方式优选及防砂参数优化. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 98—102.
- [40] 汪红霖. 深水油气田完井方法优选研究. 成都: 西南石油大学, 2014.
- [41] 杨立平. 海洋石油完井技术现状及发展趋势. 石油钻采工艺, 2008, 30(1): 1—6.
- [42] 单彦魁, 韦红术, 张俊斌, 等. 五层一趟管柱砾石充填防砂技术在南海东部的应用. 钻采工艺, 2016, 39(2): 74—76, 4.
- [43] 胡振超, 周泓宇, 万小进, 等. 南海西部油田高含水水平井控堵水工艺矿场应用及展望. 新疆石油天然气, 2020, 16(4): 100—104, 9.
- [44] 孔令军, 郝润朴. 高含水开发期油井下分离同井回注技术应用综述. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(5): 227—228.
- [45] Olajire AA. Flow assurance issues in deep-water gas well testing and mitigation strategies with respect to gas hydrates deposition in flowlines—A review. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, 318: 114203.
- [46] 潘豪, 张磊, 曹砚锋, 等. C-AICD复合型智能控水装置试验研究. 石油矿场机械, 2019, 48(5): 48—53.
- [47] Østergaard KK, Tohidi B, Danesh A, et al. Equilibrium data and thermodynamic modelling of isopentane and 2, 2-dimethylpentane hydrates. *Fluid Phase Equilibria*, 2000, 169(1): 101—115.
- [48] Wang ZY, Sun BJ, Wang XR, et al. Prediction of natural gas hydrate formation region in wellbore during deep-water gas well testing. *Journal of Hydrodynamics, Ser B*, 2014, 26(4): 568—576.
- [49] 王志远, 张剑波, 孟文波, 等. 深水气井天然气水合物生成、沉积特性与防治方法. 石油学报, 2021, 42(6): 776—790.
- [50] Zhang JB, Sun Q, Wang ZY, et al. Prediction of hydrate formation and plugging in the trial production pipes of offshore natural gas hydrates. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 316: 128262.
- [51] Liu Z, Sun BJ, Wang ZY, et al. Prediction and management of hydrate reformation risk in pipelines during offshore gas hydrate development by depressurization. *Fuel*, 2021, 291: 120116.
- [52] 黄婷, 李长俊, 李清平, 等. 全透明高压反应釜甲烷水合物动力学实验. 化工进展, 2020, 39(7): 2624—2631.
- [53] 杨进, 唐海雄, 刘正礼, 等. 深水油气井套管环空压力预测模型. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 616—619.
- [54] Kan CB, Yang J, Yu XC, et al. A novel mitigation on deepwater annular pressure buildup: Unidirectional control strategy. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 162: 577—587.
- [55] Wang H, Zhang H, Li J, et al. Study on annular pressure buildup in offshore heavy oil thermal recovery wells considering dissolved gas contained in annuli. *Energies*, 2021, 14(11): 3213.
- [56] Wang H, Zhang H, Li J, et al. Study on annular pressure buildup phenomenon in subsea wells considering the effect of cement. *Energy Science & Engineering*, 2021: span.
- [57] Wang LS, Gao BK, Hu TX, et al. Design and application of foamed spacer to mitigate annular pressure induced by fluid thermal expansion. *Applied Thermal Engineering*, 2020, 165: 114524.
- [58] Dong GJ, Chen P. A review of the evaluation methods and control technologies for trapped annular pressure in deepwater oil and gas wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 37: 85—105.

- [59] 杨向前, 张兴全, 刘书杰, 等. 深水井环空圈闭压力管理方案研究. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(2): 152—159.
- [60] 张智, 周琛洋, 王汉, 等. 气井环空带压临界控制值研究. 中国安全生产科学技术, 2017, 13(7): 149—155.
- [61] 丁亮亮, 杨向同, 张红, 等. 高压气井环空压力管理图版设计与应用. 天然气工业, 2017, 37(3): 83—88.
- [62] Kan CB, Yang J, Yu XC, et al. A novel mitigation on deepwater annular pressure buildup: Unidirectional control strategy. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 162: 577—587.
- [63] Zhang B, Guan ZC, Lu N, et al. Trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells: a review of prediction approaches, risk assessment and mitigation strategies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 172: 70—82.
- [64] Zhang B, Sun BC, Deng JR, et al. Method to optimize the volume of nitrogen gas injected into the trapped annulus to mitigate thermal-expanded pressure in oil and gas wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 96: 104334.

Progress of Basic Research on Wellbore Pressure Control in Deepwater Oil and Gas Drilling and Production

Li Jun^{1,2} Yang Hongwei^{2*} Zhang Hui² Wang Jiangshuai² Gao Reyu² Zhang Ruiyao²

1. *China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000*

2. *China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249*

Abstract Deepwater is an important replacement area of energy in our country. The pressure control transfers the whole process of oil and gas drilling and production, which is the basis of safe and efficient operation. This article takes pressure control as the mainline, and expounds the latest progress of basic research on wellbore pressure control in deepwater oil and gas drilling and production at home and abroad from four aspects: formation mechanism and prediction method of complex formation pressure system, safety control mode of wellbore pressure with narrow density window, long-term flow guarantee mechanism of oil and gas extraction, and evolution mechanism and control method of annular trap pressure. Combined with the bottleneck problems in deepwater such as complex formation pressure system, great difficulty of wellbore pressure control, difficulty of long-term oil and gas flow guarantee, and difficulty of annular trap pressure control, the key research directions of wellbore pressure control during the whole life cycle of deepwater oil and gas drilling and production are proposed. the key research directions contain the following points. (1) To clarify the formation mechanism of multi-source and multi-mechanism complex formation pressure system, and establish the prediction method of safe density window for a deepwater soft rock formation. (2) To improve the accuracy of wellbore pressure prediction, and develop a multi-gradient managed pressure drilling technology suitable for deepwater drilling platforms. (3) To improve the new method of fracturing packing and sand control, and form the long-term flow guarantee mechanism integrating sand control, water control and hydrate control for deepwater oil and gas well. (4) To strengthen the research on the evolution mechanism of annular trap pressure, and form the control method for annular trap pressure.

Keywords deepwater oil and gas; formation pressure system; wellbore pressure; flow guarantee in wellbore; trap pressure

(责任编辑 姜钧译)

* Corresponding Author, Email: zerotone@cup.edu.cn