2010 年第 1 期

总第 6 期

主编 学术科技部

主办单位 石油工程学院
编辑出版 石油工程学院研究生会
审稿人 王子振、张会增、赵效锋
尚占魁、郑 斌、李 斐
路志平、赵焕省、吴慎渠
柳华杰、刘祖鹏、张言辉
发行范围 内部赠阅
出版日期 2010 年 5 月
封面设计 贾维江

Oil Trailblazer

No.6;May,2010
Chief Editor: science and technology department
Editor and publisher:
Graduate's Union of the School of Petroleum Engineering

目 录

钻井工程及技术

大庆油田双 30 区块多阶梯水平井井眼轨迹控制技术 ……崔海林等 1
复杂结构井轨迹控制过程中的工具面角校正实践……孙连坡等 5
固井微环空问题研究进展及解决方法……郭辛阳等 9
井底钟摆类钻具转动规律的实验研究 ……刘永旺 12
粒子冲击钻井技术及应用前景 ……任建华等 16

采油原理与设计

低渗致密气藏压裂过程中伤害实验研究 ……刘斌等 19
泡沫发生器内部流场的数值模拟 ……李松岩等 22
泡沫在井筒中流动的水力计算新方法 ……王冠华等 29

油田化学与提高采收率

回收烟气中 CO_2 用于 EOR 技术及可行性分析……陆诗建等 34
沫酸与石英反应动力学及缓速效果研究 ……刘伟等 39

化学化工技术

国外污油处理技术新进展 ……秦晓霞等 43
基于电位法和 PH 法对醇胺溶液吸收 CO_2 的实验研究 ……杨向平等 45

大庆油田双 30 区块多阶梯水平井井眼轨迹控制技术

崔海林　牛洪波

（胜利石油管理局钻井工艺研究院，山东东营 257017）

摘　要　本文阐述了大庆油田双 30 区块大位移多阶梯水平井的钻井工艺技术，分析了大位移多阶梯水平井施工的技术难点，总结提炼了施工经验和认识体会，为阶梯水平井应用于复杂油气田开发提供了技术支撑，为加快大庆油田双 30 区块扶余油藏的高效优质开发提供了宝贵经验。

关键词　大位移　多阶梯水平井　井眼轨迹控制　造斜　地质导向

0　引　言

双 88-平 44 井、双 90-平 46 井和双 92-平 48 井是大庆油田采油十一厂在双 30 区块首次部署的三口多阶梯水平井。

双 30 区块扶余油层主要含油层段位于扶一组中下部及扶二组上部，油藏中部埋深在 1080m，油水分布主要受岩性、构造控制，全区没有统一的油水界面，水层主要分布在扶二组下部，上部局部发育水夹层，为岩性—断块油藏。

双 30 区块储层主要特点是：油层层数多，储层厚度薄（2～3m），储层隔层厚度小。为了增加产量，提高采收率宜采用阶梯式水平井开发。在设计水平段长度适当的情况下，通过对油层段的反复穿越，能够增大油层暴露面积，大幅度提高单井产量、提高储量控制程度，可以使这部分未动用储量达到经济有效开发。

1　技术难点

（1）水平段长、水平位移大。双 88-平 44 井水平段长 540.28m，水平位移 910.75m；双 90-平 46 井水平段长 656.56m，水平位移 900.75m；双 92-平 48 井水平段长 650.10m，水平位移 901.97m。水平段和水平位移都比较长，因此这些井存在携岩困难、扭矩和摩阻大等诸多问题。

（2）阶梯多，靶点精度高。双 88-平 44 井设计有 6 个靶点，双 90-平 46 井和双 92-平 48 井设计有 7 个靶点，并且每一水平段的井斜不同且变化较大，形成了多个阶梯。其中，双 92-平 48 井 E 靶点与 F 靶点两阶梯最大垂降达 8.72m/100m。因此井眼轨迹拐点多，不平滑，不利于送钻和钻压传递，控制和调整井眼轨迹频繁，工作量大。

（3）对钻井设备要求高。井眼的携沙和净化难度大，水平井段易形成岩屑床，造成井下复杂，这需要具备良好的钻井设备和足够的动力，并且配备齐全的净化设备[1]。

（4）目的层不确定。大庆油田双 30 区块的控制井很少，很难确定目的层的垂深、倾角和厚度。依据地质导向仪器 LWD 实钻数据判断油气层变化和评价井眼轨迹是否在油气层中的最优位置比较困难，井眼轨迹控制精度的要求也极高。

（5）测斜盲区较长，井眼轨迹预测难度大。由于 MWD 测量仪器测点与井底有一定的距离，一般在 13～17m，地质导向仪器 LWD 测斜零长为 18～21m，造成了实钻过程的信息滞后。为了精确中靶，需要对入靶前 30～50m 的井底井斜、方位做出较为准确的预测，再选择滑动或复合钻进方式调整轨迹，并通过调整钻压和改变钻具组合来控制井眼轨迹准确入靶[2]。

（6）使用水基钻井液体系的经验较少。通过前期了解，大庆油田双 30 区块第一次使用水基钻井液体系钻水平井，缺乏在该地层使用水基钻井液体系钻水平井的经验，难以确定该钻井液体系的携岩能力和润滑性是否满足施工的要求，增加了井眼轨迹的控制难度。

2　技术措施

（1）掌握钻井设计，优化设计剖面，制定合理的施工方案和作业计划书，使得每一步技术措施的制定都有理有据，为后期的顺利施工奠定了基础。

（2）直井段采用塔式或钟摆钻具组合，在地层交界面要适当控制钻压，辅以单点测斜监控，保证井身质量 ，最大限度地控制井底位移，为下步造斜

钻进打下良好基础。

（3)斜井段及水平段使用柔性“单弯单稳”导向钻具组合：钻头＋弯螺杆＋（LWD）＋无磁承压钻杆＋MWD 短节＋加重钻杆＋斜坡钻杆＋钻杆。井斜达到 40°～50°时，下入地质导向仪器 LWD 寻找油层，进行着陆准备。进入大斜度井段采用倒装钻具的方式来改善滑动钻进时的钻压传递，水平段尽量采用复合导向方式钻进，以提高钻进速度，调整井眼环境。

（4）在探油顶过程中，实际的油层深度和厚度与设计的不太一致，因此必须考虑油层可能提前或滞后出现的情况，尽量将着陆点的井斜控制在 86°左右，这样有利于水平段的轨迹控制[3]。

（5）水平段施工前，根据地质导向仪器 LWD 的实钻曲线和地质录井岩屑的荧光显示综合判断轨迹是否进入储层，然后根据实钻情况并结合邻井电测曲线确定油层的顶界和底界，反算出实际的地层始倾角，给出垂深控制的范围[4]。

（6）在水平段施工过程中，利用地质导向仪器 LWD 监测的电阻率、伽马实时曲线与周围已钻直井的电测曲线进行分析对比，同时结合地质录井的砂样分析、气测值变化和钻时变化及时调整钻进参数或钻进方式来控制井斜和方位，从而调整井眼轨迹，最大程度地保证轨迹在油层中穿行[4]。

（7)降低摩阻扭矩这是阶梯水平井钻井的关键因素。实钻过程中采取以下措施：①优化钻具组合，即选择实际造斜率略大于设计造斜率的弯螺杆以增加复合钻进的比例，有利于修整井壁，减小轴向摩阻，有效地提高机械钻速；②倒装钻具，即将加重钻杆上移，底端位于 30°～40°，有利于传递钻压；③定时间、定井段短程起下钻，有效地消除岩屑床，有利于井下安全。④加入润滑剂或原油来提高钻井液的润滑性。

3 实例分析

以双 92-平 48 为例，介绍多阶梯水平井的井身轨迹控制技术。

3.1 地质概况及油井基本数据

双 92-平 48 井位于松辽盆地东南隆起区长春岭背斜带与宾县王府凹陷交界处，是被两条近南北向断层切割的地堑断阶断块油气藏，扶余油层顶、底构造形态没有太大变化，整体表现为北高、南低形态，平面展布方向近南北向，含油面积内埋深在 790m～1150m。双 92-平 48 井设计垂深 1267.88m，闭合距 901.97m，闭合方位 267.57°，造斜点井深 913.63m，最大井斜角 90.36°。其井身结构设计及井眼轨道设计剖面见表 1、表 2。

表 1 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入层位	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
打导管	20.00	311.2	导管	339.7	第四系	20.00	地面
一开	802.00	311.2	表层套管	244.5	青二、三段	800.00	地面
二开	2010.31	215.9	生产套管	139.7	泉三段	2008.00	700.00

表 2 双 92-平 8 井井身轨道设计剖面

井深 m	井斜 (°)	方位 (°)	垂深 m	闭合距 m	南北 m	东西 m	狗腿度 °/100m	工具面 (°)	靶点
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
913.63	0.00	267.74	913.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
1194.88	45.00	267.74	1166.84	104.88	-4.14	-104.80	16.00	0.00	
1200.03	45.21	267.74	1170.48	108.53	-4.28	-108.45	4.00	0.00	
1362.05	85.71	267.74	1236.38	252.87	-9.99	-252.67	25.00	0.00	A
1362.09	85.71	267.74	1236.38	252.91	-9.99	-252.71	0.00	0.00	

1442.28	85.71	267.74	1242.38	332.87	-13.15	-332.61	0.00	0.00	B
1454.98	86.98	267.74	1243.19	345.54	-13.65	-345.27	0.00	0.00	
1572.47	86.98	267.74	1249.38	462.87	-18.28	-462.51	0.00	0.00	C
1589.35	90.36	267.74	1249.77	479.74	-18.95	-479.37	0.00	0.00	
1652.47	90.36	267.74	1249.38	542.86	-21.44	-542.44	0.00	0.00	D
1679.04	87.70	267.74	1249.83	569.43	-22.49	-568.99	0.00	0.00	
1792.57	87.70	267.74	1254.38	682.86	-26.97	-682.33	0.00	0.00	E
1807.45	84.72	267.74	1255.36	697.71	-27.56	-697.17	0.00	0.00	
1872.88	84.72	267.74	1261.38	762.87	-30.13	-762.27	0.00	0.00	F
1886.58	87.46	267.74	1262.31	776.53	-30.67	-775.92	0.00	0.00	
2012.15	87.46	267.74	1267.88	901.97	-35.62	-901.27	0.00	0.00	G

3.2 实际井眼轨迹控制情况

3.2.1 直井段（0～905.00m）

“防斜打直”是本井直井段顺利施工的基础条件，根据实际情况，采用“PDC 钻头＋塔式钻具组合＋电子单多点测斜仪”跟踪监测的工作模式实施钻进，钻至地层界面时，采取适当控制钻压并加密测点的方法；在离造斜点 30～50m 时，采取小钻压吊打措施，尽量减小井斜角和井底闭合距，从而提高钻进速度，保证井身质量。本井造斜点投影位移仅为-2.17m，为下步轨迹控制创造了良好条件。

3.2.2 第一增斜段（905.00～1183.10m）

第一增斜钻具组合为：Φ215.9mm4FPDC 钻头×0.38m + Φ165mm 单弯螺杆(1.25°) ×6.936m +431×410×0.494m + Φ127mm 无磁承压钻杆×9.28m +Φ158.8mmMWD 无磁短节×1.47m +Φ127m 加重钻杆×183.06m+Φ127mm 钻杆。

第一造斜段的目的是全力增斜，调整方位，消除各种误差（主要是直井段实际井身轨迹与设计轨道之间的偏离以及动力钻具与 MWD 之间的角差测量误差），考察所用动力钻具在该地层的实际造斜能力，为第二造斜段打好基础。增斜过程中注意造斜率的变化，必要时采取滑动与复合钻进相结合的技术，以保证轨迹圆滑良好，顺利完成第一造斜段施工。

在井深 1062.46m，井斜角 25.40°，方位 266.60°，垂深 1057.65m，水平位移 31.53m，连续钻进三个单根，井斜均增 2.6°～2.8°，造斜率达到 27°～29°/100m，说明该动力钻具满足第一造斜段 16°/100m 和第二造斜段 25°/100m 的要求。当井深 1183.10m 时，井斜角 44.60°，方位 266.90°，提前进入稳斜段。

3.2.3 稳斜段（1183.10～1207.9m）

本井段其实是一种近似于稳斜的“微增井段”，主要是解决第一次造斜后实际的井眼轨迹与设计偏差的问题，通过复合钻进或滑动钻进方式使实际井眼轨迹与设计轨道尽量相符。

本井段仍使用第一造斜段的钻具组合，自 1183.10m 复合钻进至 1207.90m，井斜角 45.50°，方位 267.10°，水平位移 100.21m，井斜略大于设计值，位移稍微滞后。

3.2.4 第二增斜段（1207.90～1367.50m）

第二增斜段采用的钻具组合为：Φ215.9mm4FPDC 钻头×0.38m +Φ165mm 单弯螺杆(1.25°)×6.936m+431×410×0.494m+411×411×0.44m +LWD×3.39m+411×410×1.05m+Φ127mm 无磁承压钻杆×9.28m + Φ158.8mmMWD 无磁短节×1.47m +Φ127mm 斜坡钻杆×431.32m+Φ127mm 加重钻杆×183.06m+Φ127mm 钻杆。该井段实施了如下措施。

本趟钻具组合下入 LWD 寻找油层，倒转钻具以有效传递钻压。通过第一增斜段的施工，比较准确地认识了动力钻具在该地层中的造斜率，稳斜段中的轨迹调整使得实钻井眼轨迹接近设计轨道且遵循水平井轨迹控制中的“井斜超前，位移滞后”的原则。为了解决动力钻具在连续定向钻进时造斜率较高，（达到 30°～33°/100m）的问题，决定采取定向钻进两根半、复合钻进半根的措施，使井眼轨迹接近设计轨道平稳钻进。

钻进的过程中，根据摩阻显示和钻井液携砂情况进行短程起下钻作业并在钻井液中混入原油，保证了井眼畅通，加快钻进速度。

利用 LWD 实时曲线监控，与邻井测井曲线对比分析，确定该油层的实际垂深位置是否与设计相符合，做好油层提前或滞后出现的准备措施。

钻至井深 1367.50m，井斜角 85.60°，方位 265.40°，垂深 1235.43m，水平位移 250.32m 钻遇砂岩，比设计垂深提前将近 1m 进入油层。

3.2.5 水平段（1367.50～2018.00m）

水平段采用的钻具组合为：Φ215.9mm4FPDC 钻头×0.38m +Φ165mm； 单弯螺杆(1.25°)×6.936m+431×410×0.494m+411×411×0.44m+LWD×3.39m+411×410×1.05m+Φ127mm；无磁承压钻杆×9.28m +Φ158.8mmMWD；无磁短节×1.47m +Φ127mm；斜坡钻杆×901.12m+Φ127mm; 加重钻杆×183.06m+Φ127mm 钻杆。

水平段的钻进主要有三个问题：①位移较长造成携岩困难，扭矩和摩阻较大，（尤其在滑动钻进时）；②多个阶梯，井斜和垂深变化较大，若钻井参数不当，必须要增加滑动钻进的比例来调整井身轨迹；③油层层位较多，保证较高的油层穿透率是施工的关键。钻进过程中除了根据摩阻显示和钻井液携砂情况进行短程起下钻作业外，主要采取了以下措施：

（1）定井段循环钻井液，净化井眼，每天调整钻井液性能，保证钻井液各项指标最优，以降低扭矩和摩阻；同时在复合钻进一个单根后进行 1～2 次划眼措施，保证井下安全。

（2）根据地层的特点制定合理的钻进参数，通过改变钻压达到增斜或降斜的目的，钻具的增斜和降斜率与滑动钻进时相差无几，保证了 650.50m 的水平段均为复合导向钻进，大大加快了钻进速度，节约了钻井周期。

（3）钻进过程中随时监测电阻率、伽马实时曲线，同时结合地质录井的砂样分析、气测值变化和钻时等参数计算，预测井眼轨迹所处的位置和垂深，及时改变钻进参数来调控井眼轨迹，确保轨迹最大限度的在油层中穿行。

通过采取上述措施，本井复合导向钻进至 2018.00m 完钻，完钻井斜 87.60°，方位 265.10°，垂深 1264.19m，水平位移 900.82m，油层有效穿透率为 95.21％。

4 结论与建议

（1）3 口多阶梯水平井的成功实施，为大庆油田双 30 区块扶余油层的高效优质开发提供了有力的技术支撑和宝贵的施工经验。

（2）斜井段和水平段采用“单弯单稳”的柔性导向钻具组合，用无磁承压钻杆替代无磁钻铤，加重钻杆替代钻铤和大量斜坡钻杆的使用，使钻具与井壁的接触面积减少，避免了大斜度井段易出现的粘附卡钻和键槽卡钻的可能性。

（3）为了增加复合钻进的比例，选择了造斜率较设计稍高的动力钻具，提高了钻井速度，预防了井下事故和复杂情况的发生。

（4）对于多阶梯水平井，优化剖面设计和简化钻具结构至关重要，优良的井眼轨迹可以减小钻柱摩阻、扭矩和形成键槽的可能性。根据现有的工具和仪器能力尽量降低造斜点的位置，从而减少钻井工作量，提高整体经济效益。

（5）由于位移长，拐点多，摩阻和扭矩非常大，滑动钻进异常困难。根据地层特点选择合理的钻井参数可增加复合钻进的井段，实现安全、高效钻井。

（6）针对不同的区块选择合适类型的钻井液，并根据井下情况不断调整钻井液的性能，可满足井身轨迹控制和井眼安全稳定的要求。

（7）在钻井过程中利用地质导向仪器来准确定位目的层，引导钻头最大限度的在油层中穿行，有效回避油/气和油/水界面的干扰，现场人员可随时监控井眼轨迹的走向和响应的地质参数变化，及时采取响应的措施，回避风险，保护油气层，提高钻井效率，缩短钻井周期。

参 考 文 献

[1] 冯志明，颉金玲. 阶梯水平井钻井技术. 石油钻钻采工艺, 2000，22(5) ：22～26.

[2] 王爱国, 王敏生，牛洪波. 深部薄油层双阶梯水平井钻井技术. 石油钻钻采工艺, 2003，25 (2)：5～8.

[3] 孙海芳, 贺兆顺，杨成新. 超薄油藏水平井钻井技术. 石油钻探技术, 2002 ,30 (4)：15～17.

[4] 刘永贵, 王大力. 大庆油田超薄油藏阶梯水平井井眼轨迹控制技术. 西部探矿工程, 2005 ,7：70～72.

复杂结构井轨迹控制过程中的工具面角校正实践

孙连坡　闫振来　崔海林
（胜利石油管理局钻井工艺研究院钻井工艺研究所，山东东营 257000）

摘　要　井眼轨迹控制技术是复杂结构井钻井关键技术之一，国内常用的井眼轨迹控制底部钻具组合（BHA）为：钻头+弯动力钻具+随钻测量仪器+无磁钻铤+…。由于各种原因造成地面仪器显示的工具面角与实际 BHA 在井眼中工具面角存在一定的差值，统计结果表明，最大差值能达到几十度甚至更大，严重影响了井眼轨迹预测和井眼轨迹控制工作。本文对现场应用中存在的误差进行了分析，提出了加权平均法校正工具面角的方法，通过草 20-平 61 井应用，证明该方法是实用的。

关键词　复杂结构井　轨迹控制　BHA　MWD　工具面角　加权平均法　草 20-平 61

0　概述

复杂结构井井眼轨迹控制技术就是通过合理地控制底部钻具组合（BHA-BottomHole Assembly）和钻井参数，按照设计或者根据随钻测量仪器（LWD、FEWD 等）得到的地层资料，使井眼沿特定的轨道钻达目的地层的钻井工艺技术。国内常用的复杂结构井井眼轨迹控制 BHA 是：钻头+弯动力钻具+随钻测量仪器+无磁钻铤+…。由于测量仪器的高边工具面角与动力钻具弯角工具面角（简称工具面角）存在一定的差值（现场俗称“角差”），所以在钻具下井前必须测量角差值并进行校正，使地面仪器显示的工具面角值等于井下动力钻具弯角的工具面角值。由于仪器本身和 BHA 多扣连接，造成角差经常出现几度、十几度甚至几十度的误差，严重影响了井眼轨迹预测和井眼轨迹控制。本文通过对工具面角按进尺段长加权平均得出的工具面值与实测井眼参数（井深、井斜、方位）运用国际复杂结构井通用软件 Compass 反算得到的工具面值进行对比，计算出差值，然后通过一次校正或二次校正，达到减小角差误差、提高后期轨迹控制的能力的目的，实现准确入靶。

1　假设条件

该方法所取滑动钻进井段需满足以下三个假设条件：

（1）滑动钻进前摆好工具面，锁住钻盘，钻具不能周向转动；

（2）连续钻进，加压平稳，不能大幅度活动钻具；

（3）在工具面角数值变化的时间间隔内，钻进段长对应的工具面角为前后两工具面角的平均值。

在实际操作中，该模型与钻时密切相关，钻时慢，工具面样本越多，精度越高，现场操作越难；

钻时快，工具面样本越少，精度越低，可操作性越强。

2　加权平均工具面推导

目前常用的测量方式包括有线随钻测量（WLMWD）和无线随钻测量（MWD）两种方式。有线随钻测量是通过电缆传输数据，无线随钻测量常用的数据传输方式是泥浆脉冲传输。在钻进过程中，定向工程师根据地面仪器显示的工具面角，不断调整，直到达到预期的工具面角 φ_o。此时工具面不是一个固定的数值，而是由钻压、地层等原因造成的不断变化的一个数值范围。在复杂结构井施工过程中一个测量段长（L）通常是一根钻杆的长度。

（1）有线随钻测量方式

有线随钻仪器信号是由电缆传输的，由于电缆传输的速度非常快，可以忽略信号传输时间。设在一个测段（L）钻进过程中，从地面显示工具面 φ_{i-1} 到显示工具面 φ_i 的时间段内钻进的长度为 L_i，对应该段

$$\varphi=\sum_{i=1}^{n}\frac{(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}-\varphi_0)L_i}{L}+\varphi_0 \qquad (1)$$

其中，φ_0 为 L 段长内预期的定向工具面。

（2）无线随钻测量方式

目前，国内常用的泥浆脉冲式无线随钻测量仪器的数据传输方式分为正脉冲和负脉冲两种。无线随钻测量仪器在井底测量工具面角、井斜角、方位角等参数，通过泥浆脉冲传输到地面，解码后在地面显示器显示出来。工具面从测量到地面显示器显示存在一定的滞后时间 Δt_i，所以工具面 φ_i 不能对应钻进段长 L_i，而是对应 Δt_i 前的段长 $L_{i'}$。校正公式 1 后得到公式 2 如下。

$$\varphi = \sum_{i=1}^{n} \frac{(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2} - \varphi_0)L_{i'}}{L} + \varphi_0 \qquad (2)$$

Δt_i 为从井下测量到传送到地面的时间，泥浆脉冲传输速度 υ 为 1200m/s 左右[1]。当钻时 τ 比较慢时，可忽略这个时间差 Δt_i；钻时比较快时，不能忽略，但是可以通过多次校正得到相对精确的差值。可用公式 3 计算比率 ψ，其数值较小时，可用 1 式代替 2 式。

$$\psi = \frac{\Delta t_i}{\tau L} \qquad (3)$$

3 应用实例分析

3.1 草 20-平 61 井概况

(1)构造位置：济阳坳陷东营凹陷乐安-纯化断裂鼻状构造带草 20 区块。

(2)井身设计结构（见表 1）

表 1 设计井身结构

开数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
一开	Φ444.50mm×301.00m	Φ339.70mm×300.00m	地面
二开	Φ241.30mm×1517.07m	Φ177.80mm×1091m+筛管×（1091m～1517.07m）	地面

(3)轨道设计参数（见表 2）

表 2 轨道设计参数

井深（m）	井斜（°）	方位（°）	垂深（m）	水平位移（m）	南北（m）	东西（m）	狗腿度（°/100m）	工具面（°）	靶点
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
653.27	0.00	83.75	653.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
843.75	40.00	83.75	828.65	63.83	6.95	63.45	21.00	0.00	
880.78	40.00	83.75	857.02	87.63	9.54	87.11	0.00	0.00	
975.46	61.78	83.75	916.39	160.66	17.49	159.70	23.00	0.00	
1096.91	89.71	84.14	946.00	277.20	29.78	275.60	23.00	0.84	A
1292.94	89.71	84.15	947.00	473.23	49.78	470.60	0.00	90.00	B

(4)定向钻具结构

Φ241.3mmHAT127 钻头×0.30m+Φ197mm×1.5°单弯动力钻具×6.8m+531×410 转换接头×0.5m+411×410 回压凡尔×0.44m+Φ127mm 无磁钻杆×8.84m +Φ177.8mmMWD×1.46m+521×410 转换接头×0.45m+Φ127mm 加重钻杆×137.63m +Φ127mm 斜坡钻杆。

3.2 角差

仪器内部角差为-176°，工程角差为 117°，总角差为：360°-176°+117°=301°。

3.3 ψ 计算

取 L 为 10m，υ 为 1200m/s，τ 为 90s/m，井深取 687～707.98m。代入公式 3 得：ψ 的范围为 0.000636～0.000655<<1,可用公式 1 代替公式 2。

3.4 第一次校正（见表 3）

表 3 第一次校正（样本范围 687～697m， φ_0=115°）

井深（m）	对应段长（m）	工具面（°）	$\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}$（°）	$(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}-\varphi_0)L_i$	$\frac{(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}-\varphi_0)L_i}{L}$
687.0		115			
688.0	1.0	122	118.5	3.50	0.35
689.0	1.0	110	116.0	1.00	0.10
689.7	0.7	117	113.5	-1.05	-0.11
690.2	0.5	123	120.0	2.50	0.25
690.8	0.6	122	122.5	4.50	0.45
691.2	0.4	114	118.0	1.20	0.12
691.8	0.6	102	108.0	-4.20	-0.42
692.5	0.7	118	110.0	-3.50	-0.35
692.8	0.3	128	123.0	2.40	0.24
693.3	0.5	114	121.0	3.00	0.30
694.4	1.1	105	109.5	-6.05	-0.61
695.0	0.6	118	111.5	-2.10	-0.21
695.5	0.5	113	115.5	0.25	0.03
695.9	0.4	110	111.5	-1.40	-0.14

表 3（续） 第一次校正（样本范围 687～697m， φ_0 =115°）

井深（m）	对应段长（m）	工具面（°）	$\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}$（°）	$(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}-\varphi_0)L_i$	$\frac{(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}-\varphi_0)L_i}{L}$
696.2	0.3	107	108.5	-1.95	-0.20
697.0	0.8	107	107.0	-6.40	-0.64
合计	10.0			-8.30	-0.83

代入公式 1 得：φ=-0.83°+115.00°=114.17°（磁工具面）

Compass 程序计算实际工具面为:15.55°+83.75°（设计方位角）=99.3°

误差为：114.17°-99.3°=14.87°

误差百分比为：14.97%

修正角差至 301°+14.87°=314.87°

3.5 第二次校正（见表 4）

表 4 第二次校正（样本范围 698～707.98m， φ_0=87.5°）

井深（m）	对应段长（m）	工具面（°）	$\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}$（°）	$(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}-\varphi_0)L_i$	$\frac{(\frac{\varphi_i+\varphi_{i-1}}{2}-\varphi_0)L_i}{L}$
698.00		68.13			
699.16	1.16	68.13	68.13	-5.23	-0.52
699.59	0.39	84.13	76.13	1.36	0.14
700.08	0.48	70.13	77.13	2.18	0.22
700.29	0.19	69.13	69.63	-0.58	-0.06
700.78	0.48	67.13	68.13	-2.18	-0.22
701.38	0.58	70.13	68.63	-2.32	-0.23
701.79	0.39	73.13	71.63	-0.39	-0.04
702.19	0.39	67.13	70.13	-0.97	-0.10
702.59	0.39	58.13	62.63	-3.87	-0.39

702.79	0.19	60.13	59.13	-2.61	-0.26
702.99	0.19	72.13	66.13	-1.26	-0.13
703.29	0.29	83.13	77.63	1.45	0.15
703.69	0.39	54.13	68.63	-1.55	-0.15
704.47	0.77	76.13	65.13	-5.81	-0.58
704.79	0.29	76.13	76.13	1.02	0.10
705.19	0.39	91.13	83.63	4.26	0.43
705.49	0.29	91.13	91.13	5.37	0.54
705.98	0.48	75.13	83.13	5.08	0.51
706.48	0.48	63.13	69.13	-1.69	-0.17
706.79	0.29	63.13	63.13	-2.76	-0.28
707.19	0.39	73.13	68.13	-1.74	-0.17
707.49	0.29	72.13	72.63	0.00	0.00
707.98	0.48	76.13	74.13	0.73	0.07
总合	9.68			-11.51	-1.15

代入公式 1 得：φ=-1.15°+87.50°=86.35°（磁工具面）

Compass 程序计算实际工具面为：

-3.54°+83.75°（设计方位角）=83.21°

误差为：86.35°-83.21°=3.14°

误差百分比为：3.77%

修正角差至 314.87°+3.14°=318.01°

误差较小，可满足现场应用的精度。

4 结论与建议

（1）根据数百口定向井、水平井等复杂结构井的统计，角差误差一般在 10～30°之间，最大可达 50°以上，严重影响井眼轨迹预测和控制。

（2）提出了一种用加权平均法来校正定向工具面角的方法，在钻时较慢时可一次校正角差；钻时较快时，多次校正后也能达到工程需要的精度。

（3）建议在测量仪器中加入测量工具面角对应进尺的参数，这样能更方便、快捷地校正角差，从而大大提高精确预测和控制井眼轨迹的能力。

参 考 文 献

[1] 刘修缮、苏义脑，泥浆脉冲信号的传输速度研究，《石油钻探技术》，2000，10，28（5）：25-26

大庆气体钻井采用空气锤取得较好效果

近日由大庆钻探工程公司施工的古深 2 井进行气体钻井时，采用空气锤钻井技术取得了很好的效果。古深 2 井是大庆深层天然气勘探的重点井，设计井深 5300 米，为了提高钻进速度，深部 ϕ 215.9mm 井眼采用气体钻井技术；该井从 3250 米开始使用空气锤钻井，钻井机械钻速有了大幅度提高，一只空气锤进尺 700 米，机械钻速每小时达到 12.7 米，是普通钻井机械钻速的 8-10 倍，节省牙轮钻头 5-6 只，并且大大缩短了钻井周期。空气锤钻井技术在古深 2 井使用取得好效果，为大庆气体钻井进一步提速，加快大庆深层天然气的勘探开发，提供了一种更加经济有效的钻井方式。

固井微环空问题研究进展及解决方法

郭辛阳 步玉环 沈忠厚 李娟

（中国石油大学（华东）石油工程学院，山东东营 257061）

摘 要 现场实践表明，固井后初期封固系统层间封隔性能良好，随后也会出现封固失效问题，分析其原因之一是固井微环空问题。本文就固井微环空问题，给出了固井微环空的广泛定义；认为微环空主要出现在固井一、二界面，水泥石体积收缩、温度变化、压力变化、工程因素等导致一界面微环空出现，泥饼存在和水泥石体积收缩等因素是导致二界面微环空出现的原因;并回顾了前人对微环空理论的研究及国内外微环空解决技术；提出通过加强对微环空形成机理研究、水泥浆体系优化、微环空自封堵水泥技术开发、相关配套工具和措施的应用来防止微环空出现或封堵微环空，为微环空问题研究及其解决指明了方向。

关键词 微环空 定义 界面 原因 机理 解决方法

1 固井微环空产生的原因

微环空，是指在固井、生产或后续作业过程中，由于固井封固系统组成部分不同、各组成部分之间性质不同及温度、压力等外界环境条件变化的影响，在水泥环中或一、二界面形成的微小间隙，其尺寸一般小于0.1mm。

1.1 一界面微环空产生的原因

（1）水泥石体积收缩

常规波特兰水泥水化后水泥石体积会收缩，导致界面胶结强度的降低或脱离，可能会导致微环空的出现[1]。

（2）热致微环空

热致微环空是指由于温度变化引起的一界面微环空。任何因素引起的井筒温度变化都会导致两者变形不一致，在一界面形成热应力，可能导致微环空的出现。引起温度变化的因素主要有水泥水化放热、注水、稠油热采等[2]。

（3）压致微环空

压致微环空是指由于井筒中对套管施加压力变化产生的微环空。压力的变化导致套管、水泥环的变形不一致，导致界面应力和微环空出现。引起压力变化的因素有井筒中流体密度的变化，加压测井等。一些作业，例如候凝过程中的环空憋压可以防止窜流的发生，但同时也为微环空的形成埋下了隐患[2]。

（4）工程微环空

工程微环空是指在作业过程中引起的微环空。其实质是影响井筒温度或压力，间接导致微环空的形成。但作业其具有随机性，瞬时性等特点，因而由于各种作业引起的微环空是不确定的[2]。

2.2 二界面微环空产生的原因

（1）泥饼存在

二界面泥饼存在会导致水泥与地层无法实现完全胶结，从而使胶结强度很低。泥饼无法实现固化，因而在其受到浸泡、冲刷等作用后会脱离，形成流体窜流的通道，也会形成微环空[3]。

（2）水泥石体积收缩

原理与上水泥石收缩导致一界面微环空形成原理一致。有些学者通过研究认为二界面微环空主要由水泥石体积收缩引起[1,4-5]。

2 固井微环空的研究进展

3.1 固井微环空理论研究

目前国内外许多学者进行了关于微环空的理论研究。阎树汶、迟英柳、李成林等学者对套管-水泥环之间微环空应用弹性力学厚壁筒理论进行了数学推导，但他们在推导过程中没有考虑水泥环变形问题，且施加的载荷都是均匀的[6-8]。由于在推导时引入许多简化假设，使得得出的结果与实际应用有一些差距，只是用于进行定性的规律分析。

万曦超运用弹性力学模型对套管偏心情况下和椭圆形井眼中套管居中情况下的水泥环微环空和水泥环破坏问题进行了研究，认为在静态载荷作用下，无论在何种情况下，套管内压力降低都不会在水泥环胶结界面处产生微环空，但会造成界面处接触压力的降低[9]。显然，得出的研究结果与实际差别很大，分析其原因只是分析了静态载荷作用下的界面受力和变形情况，没有考虑力载荷的加载过程和温度等因素

对研究结果的影响，因而不能很好的解释微环空形成。

顾军等对二界面封固系统及其破坏模型进行了研究，得出了固井封固系统组成部分及其接触状态，并分析了二界面封固系统的破坏过程，建立了二界面封固系统破坏模型。但其分析只是基于工程的定性理论分析，不能给出微环空形成机理[10]。

K.E. Gray等用分步有限元程序顺序的考虑地质过程应力和作业产生的应力联合作用下井筒和其附近区域的应力状态和位移。这种方法复制了复杂的应力状态，这些应力状态是由同时发生的远处应力，上覆岩层压力，水泥石凝固和收缩，界面的脱离，水泥环和地层岩石的塑性流动等引起的。但是在研究中没有考虑温度和流动，而温度变化，得出的结果应用范围有限[11]。

3.2 固井微环空解决技术

（1）膨胀水泥技术

针对水泥石体积收缩引起的微环空问题，现场开发了膨胀水泥体系，其能产生一定的体积膨胀,可以补偿水泥水化引起的体积收缩，从而预防微环空的出现，提高水泥环胶结质量。[3,12]。

（2）利用挤水泥作业来封堵微环空

当形成微环空时，常规的补救方法是对其进行封堵，即进行修井作业，注入或挤入水泥或特殊封堵剂[13]。但由于微环空的位置很难准确确定，且微环空的尺寸很小，需要很大的挤注压力，而过大的挤注压力还可能对水泥环造成损害，引起新的窜流。因而，此种方法成功率低，危险性大，现场很少应用。

（3）压力激发密封剂技术

W& T 海洋公司开发了压力激活密封剂，其作用机理是密封剂在进入窜流通道前处于液体状态，在存在压差窜流处，配方中的单体和聚合物在配方中发生化学聚合交联。反应进行过程中，聚合交联剂粘附在窜流通道上不断连结，同时密封整个窜流通道，聚合后的密封剂在窜流通道上呈纤维状，形成封堵。如果不存在压差，密封剂仍处于液体状态，不会堵塞井眼。该方法已成功进行了现场应用。现场实践证明，该方法成功率高，成本低[14]。

（4）FUTUR 活性水泥石技术

Schlumberger 开发了FUTUR活性水泥石技术—在裂缝出现的时候能够自动愈合的革新型水泥系统。活性自我修复的特点在水泥环中是不起作用的，直到接触到烃类流体（包括石油，凝析气和天然气及其混合物）通过水泥环中的裂缝等流体通道流动时才发挥作用。FUTUR活性水泥石技术是通过在常规水泥浆体系中添加在特定自修复添加剂制成，泵送FUTUR水泥技术与常规的注水泥技术相同，不需要额外的设备，人员或者训练。水泥浆体系密度在1.4 g/cm^3- 1.92g/cm^{3}范围内可调，使用温度为20ºC-138 ºC[15-18]。

（5）LifeCem或LifeSeal自修复水泥技术

哈里伯顿公司也推出了自修复水泥技术—LifeCem或LifeSeal水泥。其机理与与FUTUR 活性水泥石机理类似，环空存在油气窜流时，水泥石发生膨胀，体积增大，从而封闭窜流通道。水泥石的这种自修复特性，是通过在水泥浆中加入特殊外加剂来实现的，所以采用常规注水泥设备就可以进行施工，应用温度为39 ºC -152.5 ºC 。

（6）遇油气膨胀封隔器

遇油气膨胀封隔器结构与常规封隔器相同，只是具有遇油气发生膨胀的特殊部件。封隔器随套管下入，不需要施加坐封压力。在胶结不好的部位，油气通过时会与封隔器接触，封隔器就会发生膨胀，阻塞窜流通道，重新建立起良好的密封。遇油气膨胀封隔器可膨胀至其体积的2倍，不但能封闭窜流通道，并且能承受压差。未与油气接触时，封隔器处于潜伏状态，只有水泥环出现封隔失效时，封隔器遇油气才会膨胀封闭窜流通道。

4 固井微环空的解决方法

（1）加强对微环空形成机理研究

对微环空形成机理的研究可分为两个方面，数值模拟方法和实验方法。数值模拟方法是指通过模拟注水泥过程，注水泥结束后水泥浆凝固过程，长期的生产及后续作业等过程中各因素对固井封固系统的影响，分析得出微环空是如何形成的及各因素对微环空形成的影响程度，指导水泥浆设计和作业过程。实验方法是指通过在实验室内设计相关的仪器，模拟固井封固系统及微环空的形成。改变环境条件，通过实验结果分析各因素对微环空形成和界面胶结的影响，验证数值模拟结果的可靠性。

（2）水泥浆体系优化

一方面水泥浆要有一定的膨胀性，补偿水泥浆水化时的体积收缩，防止由于水泥石体积收缩导致微环空出现；另一方法要结合数值模拟的结果，设计出合

适的水泥浆体系，其凝固后形成的水泥石具有合适的静态弹性参数和热弹性参数，使其与套管和地层的弹性参数尽量相匹配，减少或消除由于变形的不一致性导致出现微环空的可能性。

（3）微环空自封堵水泥技术

目前国外几大石油公司都有相应技术可以实现固井后对出现的微环空实现水泥石的自动封堵。但是这些技术只是最近才投入商业化应用，其有效性尚待进一步检验。借鉴国外先进技术，开发具有自主知识产权的自封堵水泥技术是我们努力的一个方向。

（4）相关工具和措施的应用

针对可能形成微环空的危险区域，研发相应的封堵工具，在固井的同时下入封固工具，实现对可能出现微环空的提前封堵。根据微环空的形成机理，在进行各种作业时要制定相应的预防措施，尽量防止由于作业导致微环空出现的情况发生。

5 结束语

（1）固井微环空主要发生在一、二界面，水泥石体积收缩、温度变化、压力变化、工程因素等因素导致一界面微环空出现，泥饼存在和水泥石体积收缩等因素是导致二界面微环空出现的原因。

（2）通过数值模拟与室内试验研究相结合弄清微环空形成机理是预防微环空和封堵微环空的基础。

（3）优化水泥浆体系，开发微环空自封堵水泥技术，研制封堵微环空封隔器等相关工具是预防和治理微环空的具体措施，也是现有研究成果下的具体研究方向。

（4）笔者目前正从事固井封固系统长期封固性能研究，关于微环空及其它相关问题的研究已经相继展开。

参 考 文 献

[1] Justnes H., van Loo D., Reynier, B.et al. Chemical Shrinkage of Oil Well Cement Slurries[J]. Advances in Cement Research,1995, 26: 85-90.

[2] 李增录，彭文军，黄道开．水泥胶结测井与微环空加压测试[J]．国外测井技术，1992，7(2)：97-103.

[3] Baumgarte C., Thiercelin M.. Case Studies of Expanding Cement To Prevent Microannular Formation[J]. SPE 56535.

[4] Justnes H., Reynier B., van Loo et al. An Evaluation Of Methods for Measuring Chemical Shrinkage of Cementitious Pastes[J]. Nordic Concrete Research, 1994, 14: 45-61.

[5] Thiercelin M., Baumgarte C.,Guillot D. A soil mechanics approach to predict cement sheath behavior[J]. SPE 47375.

[6] 阎树汶. 关于固井质量解释中微环隙的问题[J]. 地球物理测井. 1990, 14(1):60-66.

[7] 池英柳, 陈宪侃. 雁翎油田注入氮气沿微环隙窜流的可能性分析[J]. 石油大学学报, 1994, 18(1):10-16.

[8] 于成金, 李成林. 套管与水泥环微环空的计算[J]. 石油钻探技术, 1996, 24(4):31-32.

[9] 万曦超. 油气井固井水泥环力学研究[D]. 西南石油大学硕士学位论文, 2006:70.

[10] 顾军, 高兴原, 刘洪. 油气井固井二界面封固系统及其破坏模型[J]. 天然气工业, 2006, 26(7):74-76.

[11] K.E. Gray, E. Podnos, E. Becker. Finite Element Studies of Near-Wellbore Region During Cementing Operations: Part I[J]. SPE 106998.

[12] 马洪洁. 利用晶格膨胀剂提高二界面固井质量技术[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2008, 30(1):271-272.

[13]李天群, 王忠福, 陈德军. 大庆油田深层气井微环空封堵固井技术[J]. 断块油气田, 2008, 15(3):108-111.

[14] David W. Rusch, Fred Sabins, John Aslakson. Microannulus Leaks Repaired with Pressure-Activated Sealant[J]. SPE 91399.

[15] P. Cavanagh, C.R. Johnson, S. LeRoy-Delage, et al. Self-Healing Cement-Novel Technology To Achieve Leak-Free Wells[J], SPE/IADC 105781.

[16] N. Moroni, N. Panciera, A. Zanchi, et al. Overcoming the Weak Link in Cemented Hydraulic Isolation[J]. SPE 110523.

[17] J. Roth, C. Reeves, C.R. Johnson,et al. Innovative Hydraulic Isolation Material Preserves Well Integrity[J]. IADC/SPE 112715.

[18] H. Bouras, N. Doumaz, Sonatrach,et al. Responsive Cementing Material Prevents Annular Leaks in Gas Wells[J]. SPE 116757.

井底钟摆类钻具转动规律的实验研究

刘永旺

（中国石油大学（华东）石油工程学院，山东东营 257061）

摘 要 利用根据相似理论设计出的钻柱动力学模拟试验装置，对不同钻压、自转频率条件下钟摆类底部钻具组合转动特征进行了模拟试验研究。应用快速傅立叶变换（FFT），提取出底部钻具组合的公转频率并进行图表分析。结果表明，钟摆类底部钻具组合存在正向涡动、无规则转动和反向涡动三种运动形式，运动状态主要与自转频率有关，存在一个“临界自转频率”，自转频率低于“临界自转频率”时正向涡动；在“临界自转频率”附近时无规则运动；自转频率高于“临界自转频率”时反向涡动。另外发现，钟摆类底部钻具组合发生反向涡动时公转频率与自转频率之比约等于钻柱直径与井眼间隙之比。

关键词 底部钻具 运动状态 特性 频率 实验研究

0 引 言

井眼底部钻柱的工作环境复杂，其转动规律研究十分困难，目前的理论和实验研究进展还不够全面、不够深入[1-4]。尤其是下部钻柱与井壁之间的碰摩作用，至今还没有比较成熟的力学分析模型[5]。为了提高对下部钻柱转动规律的研究和认识水平，应用“转子动力学”理论[6~9]、结合室内模拟实验，对钟摆钻具和组合柔性钟摆钻具组合公转规律进行了实验研究， 利用快速傅立叶变换（FFT）算法，将实验所得数据的“时域”信号转换成“频域”信号，提取出底部钻具组合的公转频率进行分析，以期进一步了解井眼底部钻柱运动特性。

1 模拟实验装置

利用中国石油大学（华东）的“钻柱运动状态模拟装置”[10]，模拟研究了钟摆类钻具组合的转动规律。

模拟实验装置按与原型 1:10 建造，实验架总体高度为 15m，有效高度 13m，相当于现场上 130m 长的钻具组合。实验参数的选择准则见文献[11]，实验参数与钻进参数的对比关系为：实验钻压 9.8N 相当于现场钻压 89.5kN，实验频率 2.796Hz 相当于现场频率 1.0Hz。实验选用参数参见表 1。

钟摆钻具组合的原型描述为 311.2mm 钻头+ 228.6mm 钻铤×2 根+ 310mm 稳定器+ 228.6mm 钻铤×6 根+ 203.2mm 钻铤×9 根+ 127mm 钻杆的钻具组合。

柔性钟摆钻具组合的原型描述为 311.2mm 钻头+ 228.6mm 钻铤×2 根+ 310mm 稳定器+ 177.8mm 钻铤×1 根 + 310mm 稳定器 + 228.6mm 钻铤×3 根 + 203.2mm 钻铤×6 根+ 127mm 钻杆的钻具组合。

其它条件：井眼斜直（井斜角 $\alpha \le 3^{\circ}$）。

2 钻压对钟摆类钻具组合公转频率的影响

2.1 钻压对钟摆钻具组合公转频率的影响

选用某一自转频率，对比不同名义钻压下钟摆钻具组合公转频率波动规律曲线，具有代表性曲线为自转频率为 2Hz 和 5Hz 时不同名义钻压对应的公转频率波动规律曲线，如图 1 所示。可以看出，当自转频率一定时，改变名义钻压，公转频率变化具有以下特点：

（1）当自转频率较低时，随着名义钻压的增加，公转频率无明显波动，公转频率与自转频率的比随名义钻压的增加无明显变化，基本上稳定在 1 附近。说明低自转频率下钟摆钻具组合处于正向涡动状态[5]。

（2）当自转频率较高时，随着名义钻压的增加，公转频率无明显变化，公转频率与自转频率的比随名义钻压的增加无明显变化，基本上稳定在 2.8 附近。这说明高自转频率下钟摆钻具处于反向涡动状态[5]。

（3）公转频率与自转频率的比 2.8 约等于钻柱半径与井眼间隙（井眼间隙＝井眼半径－钻柱半径）之比（2.75），这是底部钻柱沿井壁反向涡动最典型的特征[6]。

表 1 实验选用参数

名义钻压（9.8N）	实验频率（Hz）	实验代号	名义钻压（9.8N）	实验频率（Hz）	实验代号
0.5	1.0	T1	2.0	1.0	T19
0.5	2.0	T2	2.0	2.0	T20
0.5	3.0	T3	2.0	3.0	T21
0.5	4.0	T4	2.0	4.0	T22
0.5	5.0	T5	2.0	5.0	T23
0.5	6.0	T6	2.0	6.0	T24
1.0	1.0	T7	2.5	1.0	T25
1.0	2.0	T8	2.5	2.0	T26
1.0	3.0	T9	2.5	3.0	T27
1.0	4.0	T10	2.5	4.0	T28
1.0	5.0	T11	2.5	5.0	T29
1.0	6.0	T12	2.5	6.0	T30
1.5	1.0	T13	3.0	1.0	T31
1.5	2.0	T14	3.0	2.0	T32
1.5	3.0	T15	3.0	3.0	T33
1.5	4.0	T16	3.0	4.0	T34
1.5	5.0	T17	3.0	5.0	T35
1.5	6.0	T18	3.0	6.0	T36

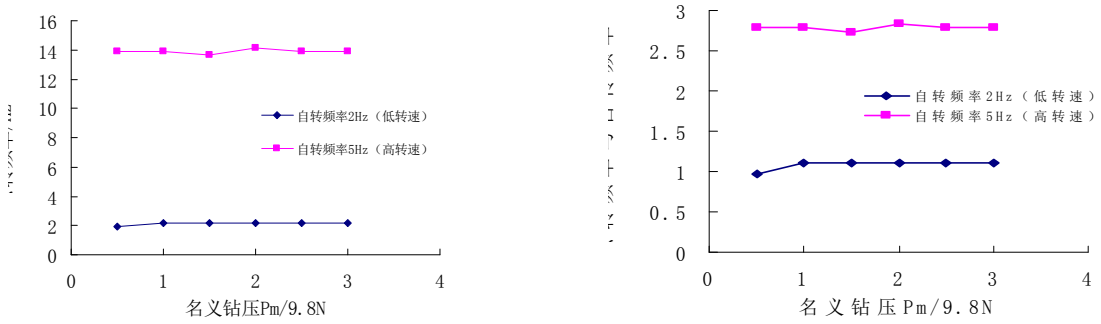


图 1 不同名义钻压下钟摆钻具组合公转频率波动曲线

2.2 钻压对柔性钟摆钻具组合公转频率的影响

由图 2 可以看出，当自转频率一定时，改变名义钻压，柔性钟摆钻具组合公转频率变化具有以下特点：

（1）当自转频率较低时，随着名义钻压的增加，柔性钟摆钻具组合公转频率无明显波动，公转频率与自转频率的比随名义钻压的增加无明显变化，基本上稳定在 1 附近。说明低自转频率下柔性钟摆钻具组合处于正向涡动状态[5]。

（2）当自转频率较高时，随着名义钻压的增加，公转频率无明显变化，公转频率与自转频率的比随名义钻压的增加无明显变化，基本上稳定在 2.7 附近。这说明高自转频率下钻柱处于反向涡动状态[5]。

（3）公转频率与自转频率的比亦约等于钻柱半径与井眼间隙之比[6]。

以上结果表明，当自转频率一定时，钟摆类钻具组合运动状态基本不受名义钻压影响，并且存在某一临界自转频率，当自转频率小于临界自转频率时，钻具组合正向涡动；当自转频率大于临界自转频率时，钻具组合反向涡动。

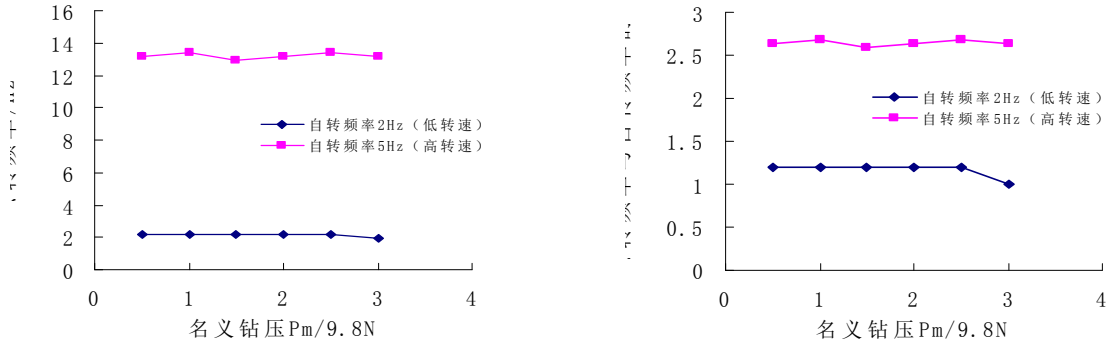


图 2 不同名义钻压下柔性钟摆钻具组合公转频率波动曲线

3 自传频率（转速）对钟摆类钻具组合公转频率的影响

3.1. 自传频率对钟摆钻具组合公转频率的影响

名义钻压一定时，不同自转频率下钟摆钻具公转频率波动曲线见图 3。

由图 3 可以看出，当名义钻压一定时，改变自转频率钟摆钻具组合公转频率波动具有以下特点：

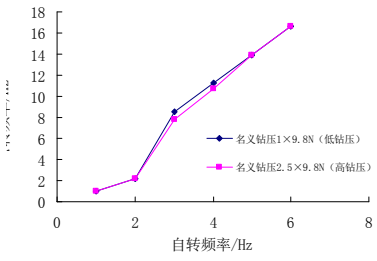


图 3 不同自转频率下钟摆钻具公转频率波动曲线

（1）名义钻压一定时，当自转频率较低（小于 2Hz）时，公转频率与自转频率的倍数关系为 1，此时钻柱处于正向涡动状态。当自转频率较高（超过 3Hz）后，该倍数关系变为 2.8，此时钻柱变为反向涡动状态[5]。

（2）临界自转频率在 2-3Hz 之间，当自转频率在临界自转频率附近时，钻具无规则运动，运动状态不稳定[5]。

3. 2. 自传频率对柔性钟摆钻具组合公转频率的影响

由图 4 可以看出，当名义钻压一定时，改变自转频率钟摆钻具组合公转频率波动具有以下特点：

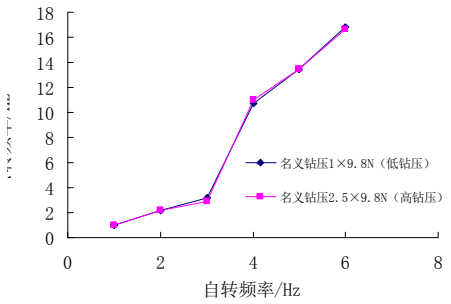


图 4 不同自转频率下柔性钟摆钻具公转频率波动曲线

（1）名义钻压一定时，当自转频率较低（小于 3Hz）时，公转频率与自转频率的倍数关系为 1，此时钻柱处于正向涡动状态。当自转频率较高（超过 4Hz）后，该倍数关系变为 2.7，此时钻柱变为反向涡动状态[5]。

（2）临界自转频率在 3-4Hz 之间，当自转频率在临界自转频率附近时，钻具无规则运动，运动状态不稳定。

以上实验结果表明，当钻压一定时，底部钟摆钻柱组合随自转频率变化存在三种不同的运动状态：存在一个使底部钻柱由正向涡动向反向涡动转变的“临界自转频率”，自转频率低于“临界自转频率”时正向涡动、运动状态比较稳定；在“临界自转频率”附近时无规则运动、运动状态不稳定；自转频率高于“临界自转频率”时反向涡动、运动状态稳定。

4 结 论

（1）自转频率一定时随着名义钻压的增加，钻柱的横向运动状态变化不明显，低自转频率时一般都是正向涡动，高自转频率时一般都是反向涡动；

（2）钻压一定时随着自转频率的增加，钻柱的运动状态变化较明显，一般都是从正向涡动逐渐过渡到反向涡动。这说明了钻柱的横向运动状态与自转频率的关系较大，自转频率越高，钻柱横向涡动越剧烈。

（3）降低自转频率是减轻钻柱的横向涡动的有效措施，增大钻压对减轻钻柱的横向涡动的减轻效果不明显。

（4）钻柱发生反向涡动时公转频率与自转频率之比约等于钻柱直径与井眼间隙之比。该比值为底部钻柱在井眼内发生反向涡动最典型的特征。

参 考 文 献

[1] 章扬烈，肖载阳．钻柱的剧烈振动与控制[J]．石油矿场机械，1999，28(3)：6-10.

[2] Alley S D, Sutherland G B. The Use of Real-Time Downhole Shock Measurements To Improve BHA Component Reliability[R]. SPE 22537，1991.

[3] Rewcastle S C, Burgess T M. Real-Time Downhole Shock Measurements Increase Drilling Efficiency and Improve MWD Reliability[R]. SPE 23890, 1992.

[4] Millheim K K, A postal M C .How BHA dynamics affect on bit trajectory[J].World Oil,1981,92(6)：183-205.

[5] 史玉才，王军，管志川.下部钻柱反向涡动机理研究[J].石油钻探技术，2007，35（5）： 77-79.

[6] 刘永旺. 井下减振增压装置设计研究[D], 山东东营：中国石油大学研究生院, 2007.

[7] 闻邦椿，顾家柳，夏松波 等.高等转子动力学－理论、技术与应用[M]，机械工业出版社，2000.1：202-211.

[8] 虞烈，刘恒.轴承－转子系统动力学[M]，西安交通大学出版社，2001.4：51-58.

[9] 钟一谔，何衍宗，王正 等.转子动力学[M]，清华大学出版社，1987.11：135-142、281-287.

[10] 管志川，王以法，靳彦欣.直井中底部钻柱运动状态的实验研究[J].石油学报，2003，24（5）：102-106.

粒子冲击钻井技术及应用前景

任建华 赵健

（中国石油大学（华东）石油工程学院，山东青岛 266555）

摘 要 粒子冲击钻井技术是最近几年国外迅速发展的一项提高深井硬地层钻井速度的前沿技术。粒子冲击钻井技术是指以高速球形硬质钢粒子冲击破岩为主，以高速水力破岩和机械牙齿破岩为辅的一种新的高效钻井破岩方法。简单介绍了粒子冲击钻井工艺流程。粒子冲击钻井技术提高了能量利用率，缩短钻井周期，而且还有效的防止井斜。但粒子冲击钻井的配套技术及装备还不完善。较常规钻井相比，提高钻井速度3-5倍。高速钻进深井硬地层将会使粒子冲击钻井技术在今后得到广泛的推广应用。

关键词 粒子冲击钻井 硬地层 破岩

0 引 言

石油工业发展的重点在于石油的勘探开发，而勘探开发的主要手段是钻井，因此钻井工程成为石油与天然气工业的发展乃至世界经济发展的关键环节和重要影响因素。因此，积极探索油气钻井的新工艺新方法，节约钻井成本、缩短钻井周期，并寻求新的替代能源，已成为一项十分紧迫的任务。

1 粒子冲击钻井技术的研究现状

1.1 国外粒子冲击钻井技术研究现状

目前这项技术走在前沿的当属美国。美国的PDTI公司Curlett H.B.、Sharp D.P.和Gregory M.A.等人，受到射弹冲击破岩思想的启发，将其应用在钻井工程领域，采用钻井泥浆的水力能量作为驱动力，用高速硬质球形钢粒子模拟射弹来破碎坚硬的岩石，并通过钻井液携带循环，提出了粒子冲击钻井(Particle Impact Drilling，简称PID)技术的新概念。其发展经历了室内试验和现场试验阶段。

表1 粒子冲击钻井技术历程表

	时间	地点	试验结果
室内试验	2005年3月38日	盐湖城 TerraTek 钻井完井实验室	试验7天，模拟11次，评价了钻硬地层的钻速和效果。
现场试验	2006年3月11日	犹他州	PID钻进7h，进尺28m，常规钻进24h，进尺27.4m，钻速提高5倍。
	2007年1月9日	犹他州	钻进8h，进尺36.6m，最长运行记录。
	2007年4月2日	德克萨斯东部	北美最坚硬、最具研磨性的岩层总进尺104.5m，平均钻速5.4m/h，常规钻速1.2m/h。
	2008年5月	德克萨斯东部	对改进的注入系统测试，依靠机械力移动粒子进入立管
	2009年一、二季度	在6½井眼中利用粒子冲击钻井装置PID钻头成功钻遇64口井，克服了极硬地层难钻和钻头寿命短的问题。增加了钻头耐磨性。目前正在设计97/8的钻头，使其应用范围更广。	

由上述试验结果可见，粒子冲击钻井技术较常规钻井具有较大的优越性，有广阔的应用前景。

1.2 国内粒子冲击钻井技术研究现状

吉教授分别在此领域开展了相关的基础理论和试验

粒子冲击钻井技术在我国刚刚开始，目前该领域的技术尚属一片空白，由于研究经费、研究人员等各方面的限制，现行投入的研究力量比较薄弱。西南石油大学的伍开松教授和中国石油大学(华东)的徐依研究。要想充分发挥粒子冲击钻井技术的优势，在全

国范围内推广该技术，还需要更深入的研究工作。

2 粒子冲击钻井系统

粒子冲击钻井系统主要包括粒子注入系统、PID 钻头、粒子回收处理系统等。

2.1 粒子注入系统

粒子注入系统位于泥浆泵和钻柱之间，其作用是在钻井设备的鹅颈管处将粒子混入钻井液中。粒子注入系统包括塔和机架，宽 3.5m，深 2.6m，高 16.2m。具有链或者叶轮装置的垂直导管作为升降机来举升粒子到达塔顶部的加料斗，重力作用下使一定容积的粒子进入塔底部管线，通过注入塔底部的螺旋挤压机注入到高压钻井液中[1]。



图 1 粒子注入系统



图 2 PID 钻头

其次，改变了常规破岩的方法，以粒子冲击破岩

2.2 PID 钻头

PID 钻头底面中部布置有硬质合金齿，能以低钻压和低扭矩方式破碎井底的环形岩脊，钻头外缘布置有保径齿，以便切削井眼周边形成规整的井眼形状，保持钻头的稳定性，同时具有防斜的作用[2]。破碎的岩石环槽由于释放了原有的应力。岩石的强度降低，破碎更加容易。PID 钻井钻硬夹层时的钻井花费是常规钻井的 80%，缩短钻井周期。

2.3 粒子回收处理系统

粒子冲击钻井回收系统装置安装在防喷器顶部和放喷管线附近。主要部件有：旋转储罐，环形分离器和磁铁分离器[3]。

粒子破碎岩石后，粒子和破碎的岩屑通过泥浆携带，沿着钻头的大排泄槽进入环空循环至地面，进入分离回收装置。粒子返到地面，粒子、岩屑和钻井液固相在振动筛上被捕获，并被传到处理系统，通过环形分离器和磁铁分离器。分离器从岩屑和泥浆固相中捕获粒子，洗净的粒子进入旋转储罐，岩屑运送到备用泥浆池。储罐旋转保持粒子的振动，防止粒子相互粘结成块，粒子将重新注入再利用。

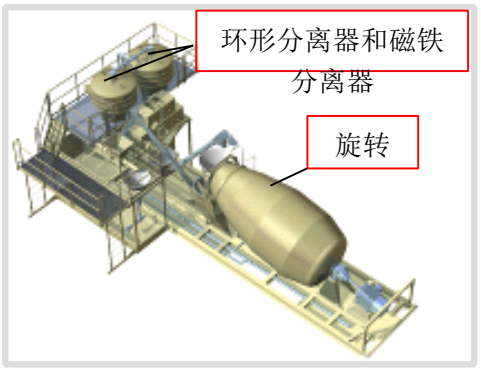


图 3 粒子回收处理系统

3 粒子冲击钻井技术的特点

3.1 粒子冲击钻井技术的特点

与磨料射流钻井技术相比，粒子与磨料有一定的区别，主要体现在：磨料粒径较小，形状不规则，不易分离，对管线磨损严重；与钻井液混合进入钻杆后，由于磨料自身破碎，增加了钻井液的固相含量，钻井液的密度等难以控制等问题。因此，选择密度大、强度高、形状规则的球形钢粒子作为侵彻岩石的对象[3]，减少粒子的破碎，增加循环利用的次数。

为主，提高了能量的利用率；对于极硬的岩石，粒子

产生的局部瞬时脉冲应力峰值极高，足以破碎和侵彻极坚硬的岩石；需要的钻压和扭矩较常规钻井要小得多，大大地减小了钻柱和钻具的疲劳破坏的概率；对钻头磨损非常小，减少了井下事故起下钻作业的次数，缩短了钻井周期；并能有效的防止井斜[4]。

3.2 粒子冲击钻井技术存在的问题

由于目前粒子冲击钻井技术的研究还处在初级阶段，许多人都认为粒子冲击钻井技术不过是磨料射流钻井技术的另一种变形而已，这种观念对粒子冲击钻井概念的普及带来了一定的困难。而且，粒子冲击钻井技术还有很多技术难点，主要有：如何保证粒子均匀混入钻井液，并且装置平稳运行；PID 钻头的优化设计；管线设备寿命问题。

同时，由于粒子冲击钻井技术还处在研究阶段，并不能带来经济效益，所以研究的开展受到很大的限制。

4 粒子冲击钻井技术的应用前景

随着浅层油气资源的不断枯竭，寻找油气资源集中在了深部地层以及复杂地质条件，因此难免钻遇硬地层。常规钻井在钻遇深井硬地层的时候存在着许多问题，然而粒子冲击钻井技术在钻遇深井硬地层的时候能更好的弥补常规钻井的劣势，并且通过试验结果表明粒子冲击钻井技术能显著提高钻井速度。这将会直接缩短钻井周期，降低陈本。因此，对于开发深井硬地层具有重要意义。

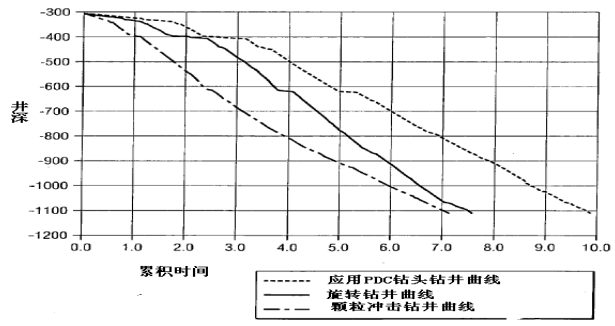


图 4 粒子钻井与常规钻井对比曲线

5 结 论

以美国为代表的发达国家在粒子冲击钻井方面开展了一系列的研究工作，成功的现场实验证明，对一些特殊油气资源的勘探开发找到了一条新途径。粒子冲击钻井技术大大提高了能量的利用率,其钻井速度是常规钻井的 3～5 倍,与常规钻井相比，可以显著提高深井超深井硬地层机械钻速，缩短钻井时间，降低成本，是一种经济、高效的深井硬地层钻井的新方法，具有广阔的应用前景和开发价值。

参 考 文 献

[1] Harry B.Curlett,David Paul Sharp, Marvin Allen Gregory. FORMATION CUTTING METHOD AND SYSTEM. United States：US2008/0230275A1，Sep. 25，2008.

[2] Harry B.Curlett, David Paul Sharp, Marvin Allen Gregory. FORMATION CUTTING METHOD AND SYSTEM. United States：US2006/0027398A1，Feb. 09，2006.

[3] Gordon A.Tibbitt. IMPACT EXCAVATION SYSTEM AND METHOD WITH SUSPENSION FLOW CONTROL. United States：US2008/0017417A1，Jan.24，2008.

[4] 伍开松,古剑飞,况雨春,等. 粒子冲击钻井技术述评. 西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(2).

低渗致密气藏压裂过程中伤害实验研究

刘斌　方行

（中石化西南油气分公司工程技术研究院，四川成都 610016）

摘　要　水力压裂是川西低渗致密气藏勘探评价及开发建产的关键技术，但压裂过程中由于液相的浸入、压裂液破胶不彻底、压裂液残渣的滞留、压裂液老化等因素，大大降低了压裂施工的增产效果。本文针对压裂过程中的各种伤害通过实验进行了评价，研究认为水锁与压裂液滤失是造成储层伤害的两个主要因素。水锁增加了启动压差，使得压后返排困难，破胶液在地层中长时间的逗留，加大了压裂液对地层的伤害。压裂液滤失形成的滤饼大大降低了储层的渗透率，一般可达 50%以上。文章认为，压裂施工中可以通过减少压裂液中的固相颗粒与加快返排速度等措施减少对地层的伤害。

关键词　致密气藏　压裂　伤害　实验研究

0　引　言

川西地区储层低渗致密，孔渗性较差，水力压裂是气藏的主要开发措施和单井的投产、增产手段，也是正确、快速评价该类储层的含气特性的有效手段。但实践表明低渗致密气藏在水力压裂过程中，由于液相的浸入、压裂液破胶不彻底、压裂液残渣的滞留、压裂液老化等因素，对储层和压裂裂缝造成了严重的伤害，降低了裂缝导流能力，严重影响压裂增产效果。压裂效果取决于压后地层渗透率的恢复情况，本文对压裂过程中的各种影响地层渗透率的伤害进行了实验研究。

1　水锁实验伤害实验研究

在压裂过程中，外来流体（压裂液）进入地层后，地层的含水饱和度上升，气相流动阻力增大，导致气相渗透率降低，这种现象称为“水锁效应”。对新都 SN 组和新场 SXM 组的岩心进行了水锁评价实验。

1.1 新都 SN 组水锁伤害实验

通过测定新都 SN 组岩心不同含水饱和度下的渗透率，比较水锁效应对地层的伤害。

从图 1 中可以看出，随着含水饱和度的上升，渗透率的下降幅度很大；从图 2 中看出，随着含水饱和度的上升，地层的伤害率有了大幅度的增加，说明压裂液的入侵可能对新都 SN 组储层造成严重的水锁效应，不利于压后的返排。

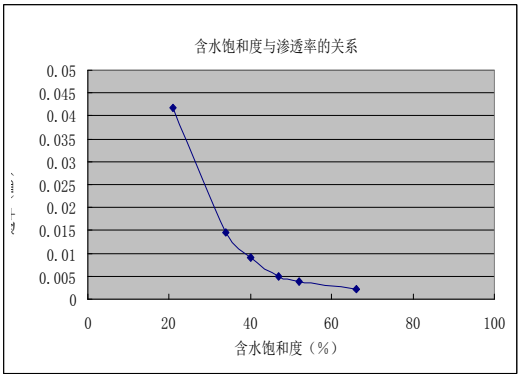


图 1　不同含水饱和度下渗透率变化图

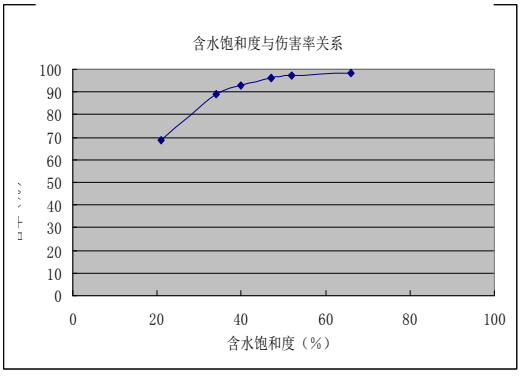


图 2　含水饱和度与伤害率的关系曲线

1.2 新场 SXM 组水锁启动压差实验评价

水锁启动压差实验评价手段主要是通过不同阶段长岩心气驱水压力和气相渗透率的变化来作定性和定量的评价，实验以驱替压差与流速进行评价，通过整个实验过程中岩心两端的压差与注入量的关系

以及注入流速的分析，可以对实验过程中不同阶段的流动能力进行评价，可以分析注入介质后流体在岩心中的流动能量情况评价水锁伤害。

从表1中可以看出，无论是地层水还是常规压裂液，随着气井近井地层岩芯中反渗吸水锁量的增加，使其恢复流动所需的启动压差也相应提高。由于人工压裂岩芯的孔、渗性要好于常规岩芯，所以压裂岩芯的启动压力小于常规岩芯的启动压力。综合以上的实验研究，总结出产生水锁伤害的原因：一是原生水饱和度低于束缚水饱和度，气驱替外来流体时只能将含水饱和度降至束缚水饱和度，必然产生水锁效应；另一原因是：对外来流体返排缓慢，在有限时间内含水饱和度降不到束缚水饱和度的数值而产生水锁。

2 压裂液滤失对储层的伤害实验研究

目前国内进行油气井压裂施工的压裂液大部分是含聚合物压裂液体系，该种压裂液是由生物胍胶配制而成，压裂液滤失后就不可避免的存在胍胶颗粒附着在岩石表面形成致密的滤饼，造成对储层的二次伤害。

2.1 滤饼伤害实验分析

对压裂液形成的滤饼伤害进行了实验评价，在实验中对原始渗透率、形成滤饼后的渗透率以及把滤饼刮去后测定其不同条件下的渗透率变化来来分析其伤害大小。实验测得SN组岩芯原始渗透率为0.1038×10-3μm²，压裂液驱替后，在岩芯中形成滤饼，此时的渗透率为0.00241×10-3μm²，对岩芯的伤害率为97.69%；刮去滤饼以后测其渗透率为0.00496×10-3μm²，使得渗透率提高1倍左后，但对岩芯的伤害仍高达95.22%。由此看见，实际施工中，压裂液向储层滤失，在裂缝壁面附近形成致密的滤饼，使渗透率大大降低，封堵了储层空隙喉道。因此，须优化压裂液体系，降低压裂液滤失，使压裂液既能保证进入地层后形成有效滤饼来降低滤失，又能使形成的滤饼对裂缝渗透率伤害影响减小到最低。

2.2 破胶液对储层伤害

压裂液破胶后未及时返排，在地层中滞留，对储层会造成伤害。对SN组压裂破胶液进行岩心伤害实验，取得表2中的实验数据。

表1 水锁启动压差实验结果

岩芯类别 / 注入流体	常规岩芯		压裂岩芯	
	水锁量 (HPV)	启动压力 (MPa)	水锁量 (HPV)	启动压力 (MPa)
地层水	0.1	3.6	0.1	0.63
	0.2	7.45	0.2	1.28
	0.3	14.02	0.3	3.14
常规压裂液	—	—	0.275	4.54

驱替时间下（2h），破胶液对岩芯的渗透率都造成了较大的伤害，并且储层渗透率越低，破胶液对渗透率的伤害越严重。

表2 压裂液伤害实验结果

岩心号	岩心直径D (mm)	岩心长度L (mm)	孔隙度Φ (%)	驱替前渗透率$K_{前}$ ($\times10^{-4}\mu m^2$)	驱替后渗透率$K_{后}$ ($\times10^{-4}\mu m^2$)	伤害率 (%)
CD 617井1#	24.3	35.7	4.65	7.58	5.36	29.3
CD 617井2#	24.3	35.4	4.58	7.46	5.33	28.6
LS 45D井1#	25.41	34.99	6.12	3.108	1.796	31.57
LS 45D井2#	25.39	34.70	5.15	2.434	1.382	33.22

另外低渗储层压裂时，储层渗透性越差，压裂液返排越困难，在地层滞留时间越长，导致压裂破胶液扩散范围越大，形成更大范围压裂液滞留圈闭而导致压裂液对地层更大伤害，影响压裂增产效果。

因此，应加大压裂液与储层的配伍性研究，同时尽可能减少液体对储层的浸泡时间，即缩短施工时间，加快液体返排。对渗透性极低的储层压裂工艺和压裂参数设计时，根据储层孔渗条件要考虑压裂液的返排措施，加快压裂液的返排速度，提高压裂液的返排效率，降低破胶液对储层的伤害。

3 结 论

1、压裂液的入侵造成了气相渗透率下降、启动压差增加等水锁伤害，随着含水饱和度的上升，渗透率急剧下降，与此同时增加了启动压差，造成了压后返排的困难。

2、压裂液的滤失在储层表面形成致密的滤饼，实验表明刮去滤饼后，储层的渗透率

可以提高一倍，因此可以通过减少压裂液中的固相颗粒，以降低滤饼对渗透率的伤害。

3、实验表明破胶液对地层的渗透率也有较大的伤害，应采取措施加快液体返排。

参 考 文 献

[1] 胥元刚，张琪. 变裂缝导流能力下水力压裂整体优化设计方法，大庆石油地质与开发，2000，19（2）：40-42.

[2] 朱宏亮，郎学军，李补鱼. 低渗气藏低伤害压裂液技术研究与应用，石油钻采工艺，2004，26（6）：54-58.

[3] 周小平，孙雷，周丽梅，马旭杰. 压裂气井水锁伤害解除的数值模型研究，天然气工业，27（2）：101-103.

[4] 李志刚，李子丰，郝蜀民，邢振辉.低压致密气藏压裂工艺技术研究与应用，天然气工业，2005，25（1）：96-99.

中国最大海巡船将首次巡视春晓油气田

中国最大最先进的海事巡逻船“海巡31”首次巡航浙江海区。浙江海事局副局长何易培介绍，“海巡31”将巡查东海春晓油气田等重大海上工程作业区，开展为期五天的海区巡航，航海里程达17000海里。

“海巡31”全长112.8米，宽13.8米，吃水4.38米，排水量3000吨。据广东海事局执法支队队长蔡壮标介绍，该船最大航速在22节以上。于18节航速时，续航力为6000海里，自持力达40天。它是全国海事系统第一艘拥有直升机起降平台、直升机库和飞行指挥塔等全套船载系统的海巡船，也是我国自行设计建造的第一艘装备直升机库的非军事船舶。

何易培表示，本次巡航的重点区域在浙江舟山小板门以及浙江台州大陈岛海域等事故多发区，以及舟山连岛工程、东海春晓油气田等重大海上工程施工作业区等重点水域。

记者了解到，本次巡航是在中国海事局的统一部署下，以海事旗舰“海巡31”为主线，浙江海事局主力船艇“海巡113”、“海巡111”策应，一架直升机空中配合，此外，60余艘中小型海巡艇、50多辆海事执法车海陆空联动，出动执法人员1000多人开展的大规模、立体化、综合性海区巡航执法活动。

据悉，此次海区巡航的特点在于，以船舶交通关系系统为中心，海陆空三位一体全方位覆盖。发挥海事旗舰“海巡31”的海区巡航能力，对东海转速经济区内重大施工作业的巡航检查，实现海事管理从港区、内海向外海延伸，提升浙江海事服务国家经济建设大局的能力。

浙江海事局相关领导表示，浙江经济发达，海域广阔，地处我国沿海南北航运主通道的中段，是南北轨迹航线和我国近海航线的交汇区，不断强化浙江海区通航秩序，提高水上交通事故及船舶溢油处理的快速反映能力刻不容缓。

泡沫发生器内部流场的数值模拟

李松岩　张传举

（中国石油大学（华东）石油工程学院，山东青岛 266555）

摘　要　泡沫流体广泛应用于酸化、冲砂洗井、堵水等作业中，泡沫发生器的结构直接影响泡沫流体的质量以及应用效果。通过对射流式和同心管式泡沫发生器内部流场的数值模拟，得到了泡沫发生器内部的速度分布、气液相分布和压力损失，从结果可以看出射流式泡沫发生器的泡沫均匀程度要好于同心管式泡沫发生器，在一定范围内气液相入口的速度对出口泡沫流体的均匀程度影响不大，但对压降损失影响较大，在泡沫发生器设计时，应该根据泡沫产生速度的要求调整泡沫发生器入口尺寸，降低发生器的压降损失。

关键词　泡沫流体　泡沫发生器　数值模拟　流场　压降

泡沫流体密度低，粘度大，携带能力强，对地层有选择性，在石油工程中有着广泛的应用[1-7]。在泡沫酸化、泡沫冲砂洗井、泡沫驱油等现场应用过程中，泡沫流体的性能和质量对于提高泡沫应用效果具有重要的作用，而泡沫的性能与泡沫发生器的形式、结构密切相关。因此对泡沫发生器内部流场进行数值模拟可以指导泡沫发生器结构的设计，提高泡沫质量，改善泡沫流体应用效果，同时对现场应用也具有很大的指导作用。在泡沫发生器的设计过程中，应考虑以下几个方面的因素：

(1)气、液两相流体的高速紊态流动；

(2)液体尽量形成分散的薄膜状，以增大与气体的接触面积；

(3)适当增大机械搅拌作用，使其互相碰撞混合形成均匀直径的泡沫；

(4)大泡沫变小泡沫的切割挤压作用使泡沫颗粒细小致密。

泡沫发生器的设计大都借鉴了实验室内利用电动搅拌器产生泡沫的原理。理想的泡沫发生器能够产生均匀泡沫，有较好的耐高压及抗腐蚀性。现有泡沫发生器式样众多，有射流式、同心管式、螺管式、多孔式以及涡轮式等[8,9]。下面以同心管式和射流式泡沫发生器为例，对其内部流场进行数值模拟，研究各个参数对发泡性能的影响。

1　混合模型的数学方程

利用了混合模型对泡沫发生器内部流场进行了数值模拟，混合模型是一种简化的多相流模型，它用于模拟各相具有不同速度的多相流，也用于模拟有强烈耦合的各向同性多相流和各相以相同速度运动的多相流。混合模型可以模拟 n 相，通过求解混合相的动量、连续性和能量方程，第二相的体积分数（volume fraction）方程，以及相对速度方程。混合模型所求解的数学模型如下[10,11]。

1.1 连续性方程

混合模型的连续性方程为：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho m)+\nabla\cdot(\rho_m\vec{v}_m)=\dot{m} \tag{1}$$

式中，$\vec{v}_m$ 为质量平均速度，$\vec{v}_m=\dfrac{\sum_{k=1}^{n}\alpha_k\rho_k\vec{v}_k}{\rho_m}$，m/s；$\rho_m$ 为混合密度，$\rho_m=\sum_{k=1}^{n}\alpha_k\rho_k$，kg/m^3；$\alpha_k$ 为第 k 相的体积分数，小数；$\dot{m}$ 描述了由于气穴或定义的质量源的质量传递，kg/(m^3.s)。

1.2 动量方程

混合模型的动量方程可以通过对所有相各自的动量方程求和来获得。它可表示为：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m\vec{v}_m)+\nabla\cdot(\rho_m\vec{v}_m\vec{v}_m)=-\nabla p+\nabla\cdot\left[\mu_m\left(\nabla\vec{v}_m+\nabla\vec{v}_m^{\mathrm{T}}\right)\right]+\rho_m\vec{g}+\vec{F}+\nabla\cdot\left(\sum_{k=1}^{n}\alpha_k\rho_k\vec{v}_{\mathrm{dr},k}\vec{v}_{\mathrm{dr},k}\right) \tag{2}$$

式中，n为相数；$\vec{F}$为体积力，N；μ_m为混合粘度，$\mu_m=\sum_{k=1}^{n}\alpha_k\mu_k$，mPa·s；$\vec{v}_{\mathrm{dr},k}$为第二相$k$的飘移速度，$\vec{v}_{\mathrm{dr},k}=\vec{v}_k-\vec{v}_m$，m/s。

1.3 相对速度

相对速度（也指滑流速度）被定义为第二相（p）的速度相对于主相（q）的速度：

$$\vec{v}_{qp}=\vec{v}_p-\vec{v}_q \tag{3}$$

漂移速度和相对速度通过以下表达式关联：

$$\vec{v}_{\mathrm{dr},p}=\vec{v}_{qp}-\sum_{k=1}^{n}\frac{\alpha_k\rho_k}{\rho_m}\vec{v}_{qk} \tag{4}$$

FLUENT 中的混合模型使用了代数滑移公式，代数滑移混合模型的基本假设是规定相对速度的代数关系，相之间的局部平衡应在短的空间长度标尺上达到。相对速度的形式由以下给出：

$$\vec{v}_{qp}=\tau_{qp}\vec{a} \tag{5}$$

式中，$\vec{a}$为第二相粒子的加速度，m/s^2；τ_{ap}为粒子的弛豫时间，s。

τ_{qp}的计算公式为：

$$\tau_{qp}=\frac{(\rho_m-\rho_p)d_p^2}{18\mu_q f_{\mathrm{drag}}} \tag{6}$$

式中，d_p为第二相颗粒（或液滴或气泡）的直径，m；f_{drag}为曳力函数，f_{drag}表达式为$f_{\mathrm{drag}}=1+0.15Re^{0.687}$　Re≤1000

(7)

$$f_{\mathrm{drag}}=0.0183Re \qquad \mathrm{Re}>1000 \tag{8}$$

加速度$\vec{a}$的形式为：

$$\vec{a}=\vec{g}-(\vec{v}_m\cdot\nabla)\vec{v}_m-\frac{\partial\vec{v}_m}{\partial t} \tag{9}$$

最简单的代数滑移公式是所谓的漂移流量模型，其中粒子的加速度由重力或离心力给出，粒子的弛豫时间考虑其它粒子的存在而被修正。

2 射流式泡沫发生器

2.1 射流式泡沫发生器的模型

根据射流式泡沫发生器的结构建立了如图1所示的流动模型。流动模型混合腔部分直径0.1m，长度0.6m。气相和液相入口直径0.03m，长度为0.1m，喷嘴出口直径0.01m，侧面入口采用切向进入。模型的体网格个数为38371。模型气相和液相入口边界都设定为速度入口（Velocity inlet），气相和液相的入口速度分别为3m/s、5m/s、7m/s。出口边界设定为压力出口（Pressure outlet），出口压力设为5.0MPa，壁面处采用无滑移边界条件。本例采用FLUENT 3D求解器求解，重力方向为Y轴负方向，多相流模型选用Mixture模型，选定非耦合的隐式求解器，选定湍流模型为标准的k-ε模型。

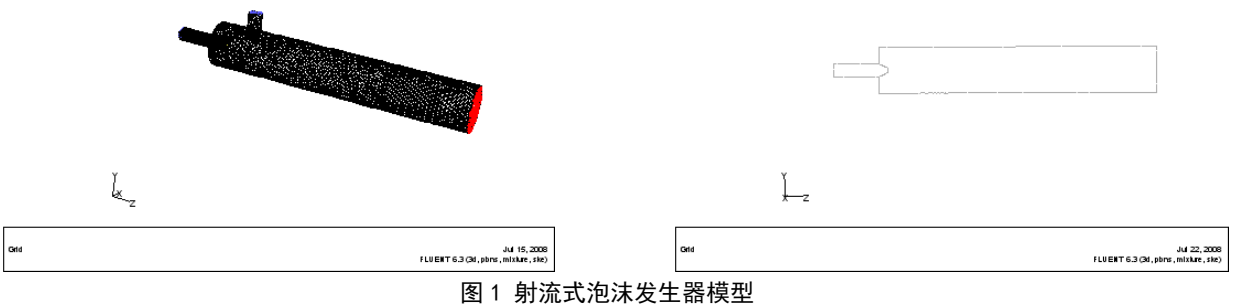
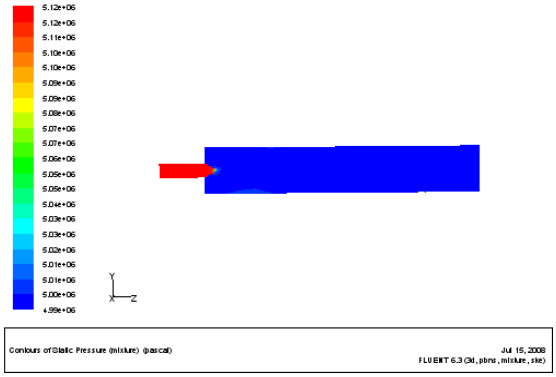


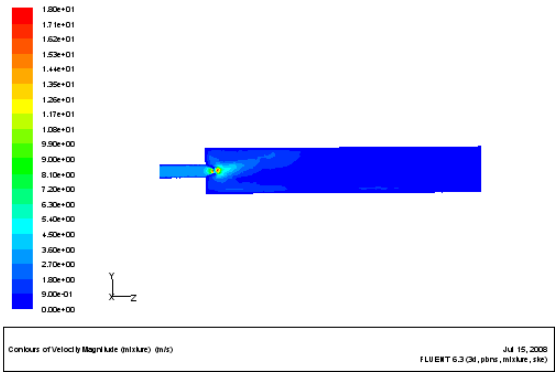
图1 射流式泡沫发生器模型

2.2 计算结果

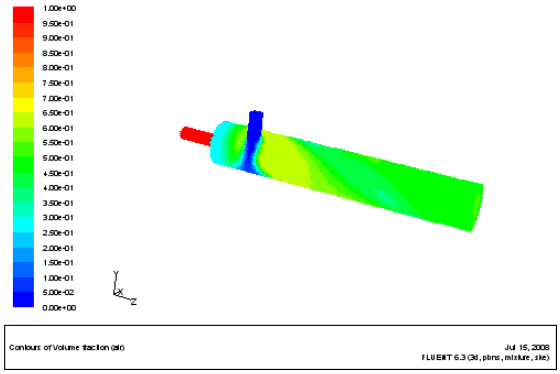
根据图1建立的模型，对射流式泡沫发生器内部流场进行了计算，计算结果如图2～图4所示，气液相入口的速度分别设定为3m/s，图2采用的是空气射流，图4采用的是水射流。



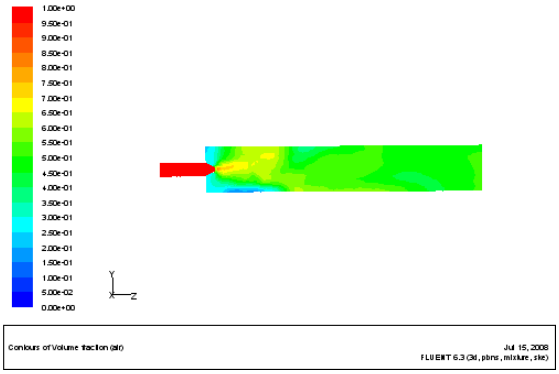
剖面压力分布图（Pa）



剖面速度分布图（m/s）

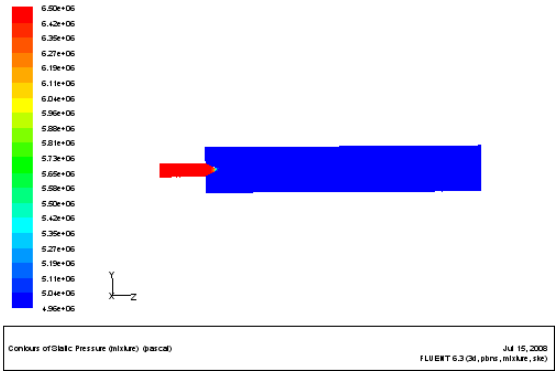


三维气相分布图

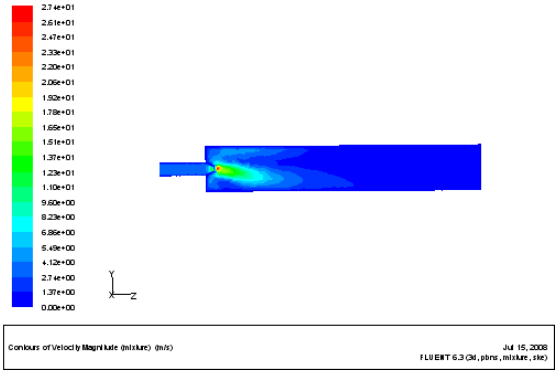


剖面气相分布图

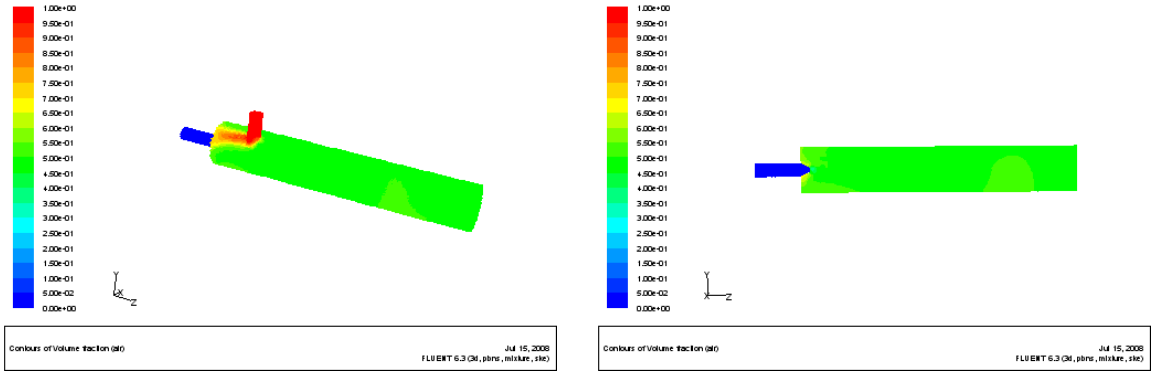
图2 空气射流速度3m/s的模拟结果



剖面压力分布图（Pa）

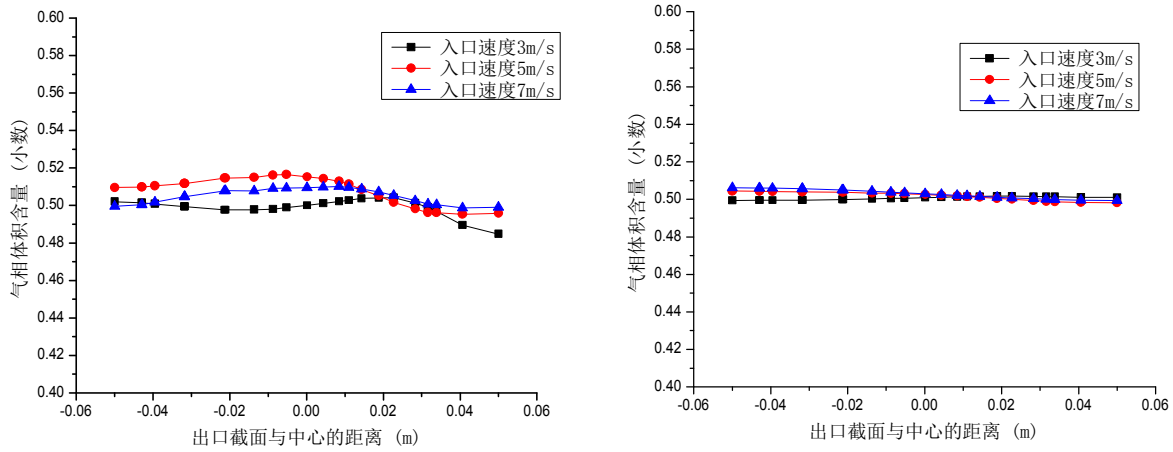


剖面速度分布图（m/s）



三维气相分布图　　剖面气相分布图

图 3 水射流速度 3m/s 的模拟结果



空气射流　　水射流

图 4 出口泡沫均匀程度比较

从剖面压力分布图可以看出射流出口之前的流体压力较高，通过喷嘴以后压力迅速降低，这是由于喷嘴将流体的压能转化成为动能，混合腔内的压力分布较均匀说明泡沫发生器主体的压降是比较小的；从剖面速度分布图可以看出在喷嘴出口处有一个速度较大的射流区域，在相同入口速度下，水射流的影响范围要大于空气射流的影响范围，这是由于水的密度大，相同流速下动量大造成的；从剖面气相分布图可以看出水射流的气液相混合均匀程度要好于空气射流。图给出的是泡沫发生器出口截面上的气相分布图，可以看出在不同的气液入口速度下空气射流的均匀程度要差一些，水射流的均匀程度很好，基本上在出口截面上气相的体积含量为 0.5。

根据同心管式泡沫发生器的结构建立了如图 5 所示的流动模型。流动模型混液腔部分直径 0.1m，长度 0.6m。气相和液相进口直径 0.03m，长度为 0.1m，侧面入口采用切向进入，气相和液相的入口速度分别为 3m/s、5m/s、7m/s。配气管长 0.3m，上面分布了四排 24 个小孔，小孔直径 0.006m。模型体网格个数为 61287。模型两个入口边界都设定为速度入口（Velocity Inlet），出口边界设定为压力出口（Pressure outlet），出口压力设为 5.0MPa，壁面处采用无滑移边界条件。本例采用 FLUENT 3D 求解器求解，重力方向为 Y 轴负方向，多相流模型选用 Mixture 模型，选定非耦合的隐式求解器，选定湍流模型为标准的 k-ε模型。

3　同心管式泡沫发生器

3.1 同心管式泡沫发生器的模型

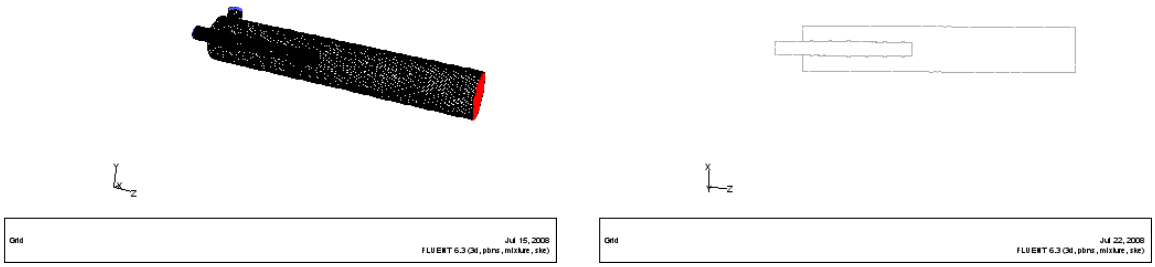
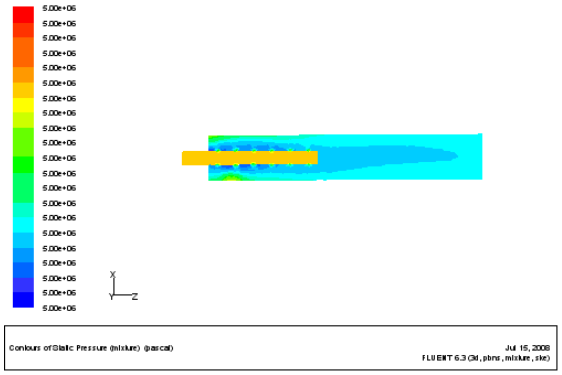


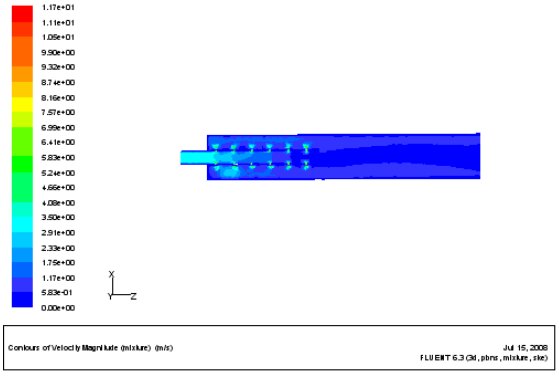
图5 同心管式泡沫发生器模型

3.2 计算结果

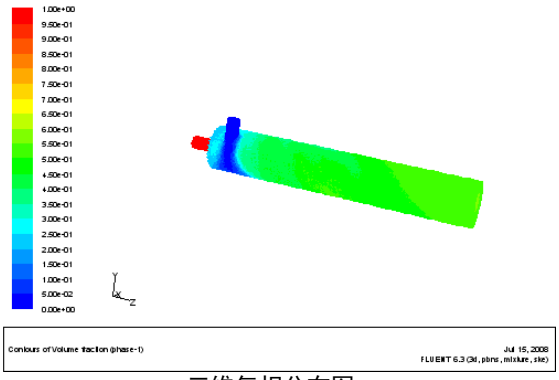
根据图5建立的模型，对同心管式泡沫发生器内部流场进行了计算，计算结果如图6～图8所示，气液相入口的速度分别设定为3m/s，图6采用的是配气管进空气，图7采用的是配气管进水。



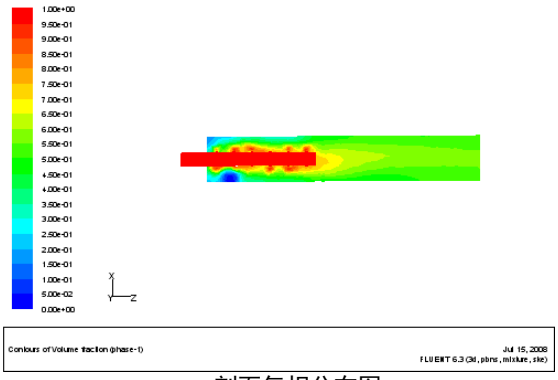
剖面压力分布图（Pa）



剖面速度分布图（m/s）

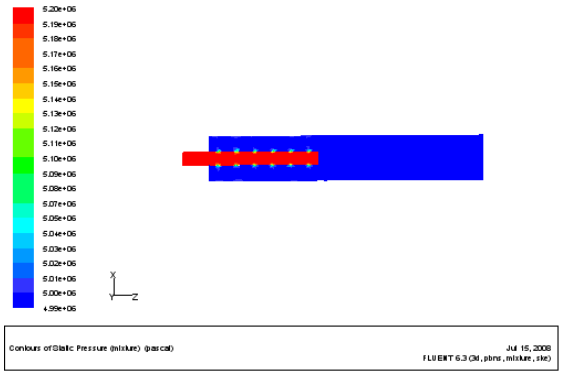


三维气相分布图

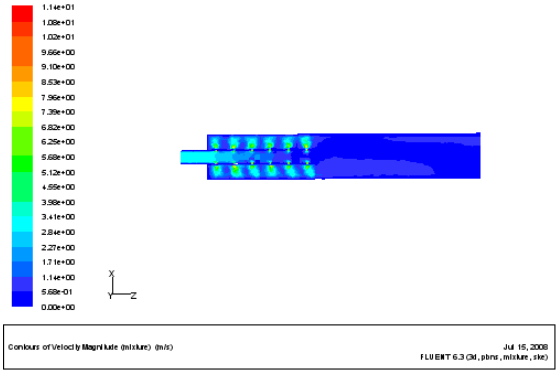


剖面气相分布图

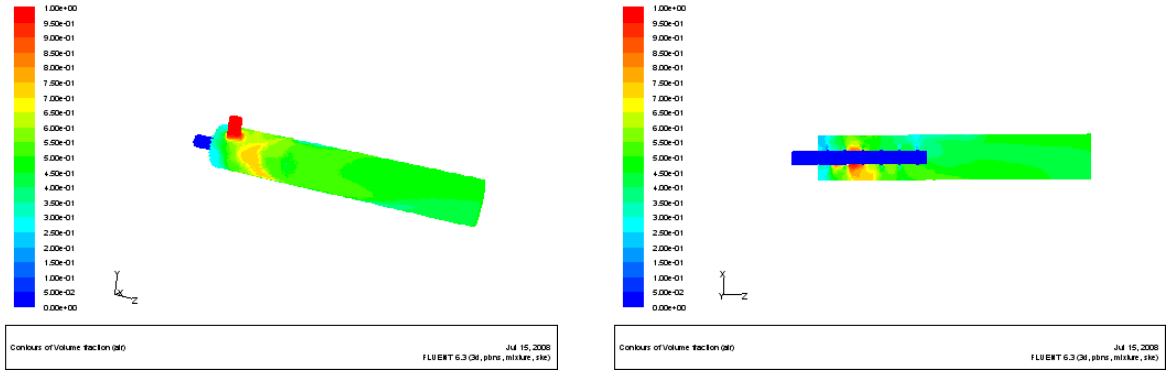
图6 空气入口速度3m/s的模拟结果



剖面压力分布图（Pa）

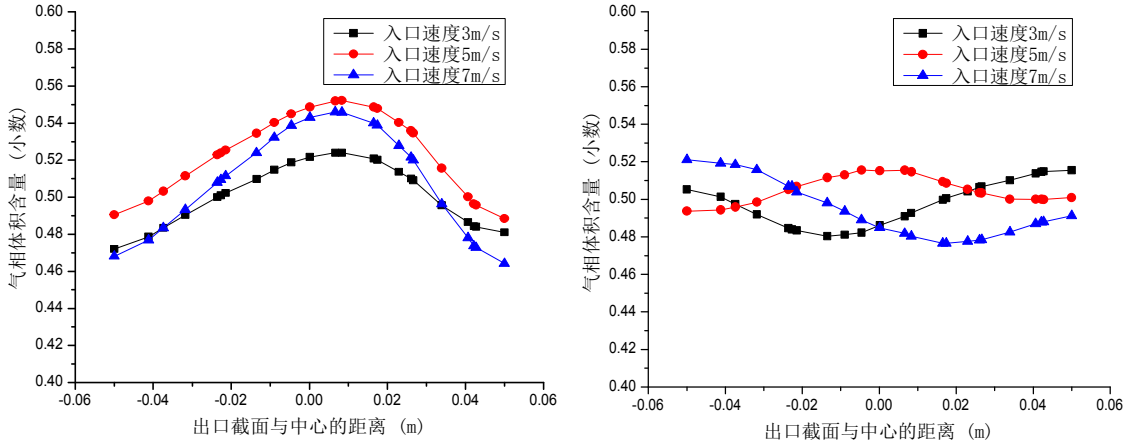


剖面速度分布图（m/s）



三维气相分布图　　剖面气相分布图

图 7 水入口速度为 3m/s 时的模拟结果



空气进配气管　　水进配气管

图 8 出口泡沫均匀程度比较

从剖面压力分布图可以看出配气管内的流体压力较高，通过配气管以后压力迅速降低；从剖面速度分布图可以看出，在配气管的每个小孔附近形成了小范围的射流，在相同入口速度下，水射流的影响范围要大于空气射流的影响范围，这是由于水的密度大，相同流速下动量大造成的；从剖面气相分布图可以看出，当配气管进气时由于空气射流的影响范围小，气体大部分集中在混合腔的中心部位，从而使得混合腔内部中心的气相含量高，边缘处液相含量高，当配气管进水时由于水射流的影响范围大，气液混合较均匀；图 8 给出的是泡沫发生器出口截面上的气相分布图，可以看出在相同气液入口速度下配气管进气时的均匀程度要差一些，中心部位的气相含量高，边缘的气相含量低，而配气管进液时的均匀程度要相对好一些。

从表 1 中泡沫发生器的内部压降计算结果可以看出，总体上射流式泡沫发生器的泡沫均匀程度要好于同心管式泡沫发生器，射流式泡沫发生器Ⅱ的泡沫均匀程度要好于Ⅰ，同心管式泡沫发生器Ⅲ的泡沫均匀程度要好于Ⅳ。在一定范围内气液相入口速度对泡沫流体的均匀程度影响不大，但是对压降损失影响很大，尤其是Ⅱ型泡沫发生器，所以在泡沫发生器设计时，应该根据泡沫产生速度的要求调整泡沫发生器入口尺寸，可以降低发生器的压降损失。

表1 泡沫发生器内部压降

型号	泡沫发生器形式	气液相入口流速（m/s）	泡沫产生速度（m^3/h）	水相压降（MPa）	气相压降（MPa）	总压降（MPa）	混合程度
Ⅰ	射流式射流入口进气	3	15.27	0.0043	0.1283	0.1326	较好
		5	25.45	0.0118	0.3565	0.3683	较好
		7	35.62	0.0236	0.6960	0.7196	较好
Ⅱ	射流式射流入口进液	3	15.27	1.5901	-0.0074	1.5827	好
		5	25.45	4.4157	-0.0211	4.3946	好
		7	35.62	8.6611	-0.0413	8.6198	好
Ⅲ	同心管式配气管进气体	3	15.27	0.0048	0.0016	0.0064	差
		5	25.45	0.0143	0.0044	0.0187	差
		7	35.62	0.0283	0.0083	0.0366	差
Ⅳ	同心管式配气管进液体	3	15.27	0.1976	0.0016	0.1992	中
		5	25.45	0.5476	0.0040	0.5516	中
		7	35.62	1.0720	0.0077	1.0797	中

4 结 论

（1）通过对射流式和同心管式泡沫发生器内部流场的数值模拟，得到了泡沫发生器内部的速度分布、气液相分布和压力损失。

（2）射流式泡沫发生器在喷嘴出口处有一个速度较大的射流区域，水射流的影响范围要大于空气射流的影响范围，而且水射流的气液相混合均匀程度要好于空气射流。

（3）同心管式泡沫发射器在配气管的每个小孔附近形成了小范围的射流，当配气管进气时由于空气射流的影响范围小，气体大部分集中在混合腔的中心部位，当配气管进水时由于水射流的影响范围大，气液混合较均匀。

（4）气液相入口的速度对泡沫流体的均匀程度影响不大，但对压降损失影响较大，在泡沫发生器设计时，应该根据泡沫产生速度调整泡沫发生器入口尺寸，以降低发生器的压降损失。

参 考 文 献

[1] Stephane SAINTPERE, Yannick MARCILLAT. Hole cleaning capabilities of foams compared to conventional fluids[C]. SPE 63049, 2000.

[2] 李治龙，钱武鼎．我国油田泡沫流体应用综述[J]．石油钻采工艺，1993，15(6)：88-93.

[3] Evren M. Ozbayoglu, Stefan Z. Miska. Cuttings transport with foam in horizontal & highly-inclined wellbores[C]. SPE 79856, 2006.

[4] 刘伟，董胜祥，曹子龙．泡沫洗井工艺的研究及应用[J]．钻采工艺，2002，25(2)：45-49.

[5] Falls A. H., Hirasaki G. J., Patzek T. W., el al. Development of a mechanistic foam simulator: the population balance and generation by snap-off[J]. SPE Reservoir Engineering, 1988: 884-892.

[6] Friedmann F., Jensen J. A. Some parameters influencing the formation and propagation of foams in porous media[C]. SPE 15087, 1986.

[7] Gdanski R. D. Experience and research show best designs for foam-diverted acidizing[J]. Oil & Gas Journal, 1993: 85-89.

[8] 李兆敏，林日亿．泡沫发生器[P]．中国专利：200420097112，2005-11-30.

[9] 于其海．泡沫冲砂用射流泡沫发生器[P]．中国专利: 98237772，2005-5-27.

[10] 王瑞金，张凯，王刚．Fluent技术基础与应用实例[M]．第一版．北京：清华大学出版社，2007：1-3.

[11] 韩占忠，王敬，兰小平．FLUENT流体工程仿真计算机实例与应用 FLUENT流体工程仿真计算及应用[M]．第一版．北京：北京理工大学出版社，2004：6-7.

泡沫在井筒中流动的水力计算新方法

王冠华　李兆敏

(中国石油大学(华东)泡沫流体研究中心，山东东营 257061)

摘　要　基于机械能守恒原理，考虑加速度压力梯度项，以 Berthelot 第二维里系数完善了泡沫流体的状态方程，结合了合理的假设，通过对理论公式推导和化简，得到了非牛顿流体可压缩流动的关于压力的常微分方程。对该方程采用 Runge-Kutta 方法进行求解，从而能够获得泡沫流体在井筒流动过程中的各水力参数。此方法物理数学意义明确，计算量小，编程方便，且不存在计算结果收敛性的问题。以泡沫正冲砂为例，此方法计算所得结果与文献计算方法所得结果一致，说明此方法具有较高的精度，能够满足工程需要。

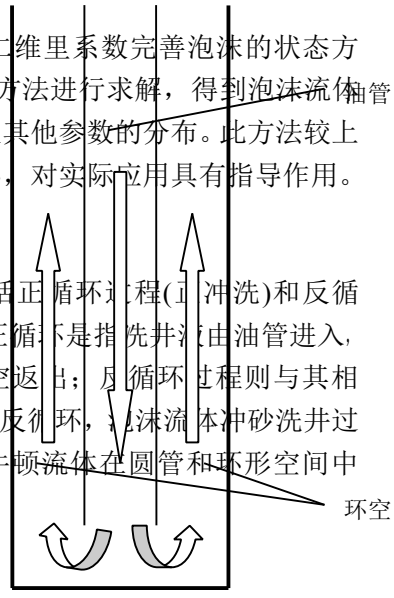
关键词　泡沫流体　加速度　压力梯度　Berthelot 第二维里系数　可压缩 unge-Kutta 方法

泡沫流体是可压缩非牛顿流体，并广泛应用于石油工业中各个领域，其中泡沫流体冲砂洗井技术较为成熟。为了确定泡沫在井筒及环空中的压力分布，国内外学者做了大量的研究，并提出了许多方法。其中最常用的是高度增量压力迭代法[1~9]。此方法基于机械能守恒原理，将井筒分为若干井段，并考虑在每个井段当中泡沫的流动参数不变，忽略加速压力梯度的影响，通过压力试算迭代计算目的段的水力参数。但由于计算过程采用压力差试算迭代方法，不能严格保证结果的收敛性，在程序设计过程中，若压力差初值选取不当，很容易造成程序进入死循环。

本文的方法同样基于机械能守恒方程，通过适当假设，以 Berthelot 第二维里系数完善泡沫的状态方程，采用 Runge-Kutta 方法进行求解，得到泡沫流体在井筒中流动的压力及其他参数的分布。此方法较上述方法简单，计算量小，对实际应用具有指导作用。

1　物理模型

冲砂洗井工艺包括正循环过程(正冲洗)和反循环过程(反冲洗)。所谓正循环是指洗井液由油管进入，并携带固体颗粒从环空返出；反循环过程则与其相反。无论是正循环还是反循环，泡沫流体冲砂洗井过程可简化为可压缩非牛顿流体在圆管和环形空间中的流动。



(a)正循环　　(b)反循环

图 1 冲砂洗井过程示意

2 基本假设

泡沫在管内流动过程中流动参数的影响因素很多，为便于研究，作以下假设：

(1)用于计算的泡沫流体看作单相流体，流动为均相流，即忽略气液两相间的相对运动；

(2)泡沫在流动过程中的压缩性仅取决于气体的压缩性质，气相、液相与固相之间不存在互溶现象，泡沫质量仅取决于压力和温度的变化；

(3)流动过程为稳定绝热过程，温度由地面温度和地温梯度确定；

(4)流动过程中的摩擦损失项的确定取决于泡沫流体的流变模式。

3 数学模型

泡沫流体在井筒内流动的动量方程采用机械能守恒方程，表达式为：

$$\frac{dP}{dz}+\rho_f U\frac{dU}{dz}+\rho_f U^2\frac{2f}{D_e}\mp\rho_f g\sin\theta=0 \qquad (1)$$

其中，P 为总压，Pa；ρ_f 为泡沫密度，kg/m^3；U 为流速，m/s；f 为摩阻系数；g 为重力加速度，m/s^2；D_e 为当量直径，m；θ 为管路倾斜角度，°，本文算例中θ=90^o。从上式可以看出，该方程包括四项，分别为总压梯度、加速度压力梯度、摩阻压力梯度和重力压力梯度。

4 状态方程

4.1 泡沫密度与泡沫质量

定义气体质量分数Γ_m为单位质量泡沫体系中气体所占的分数，并假设流动过程中该值保持不变。其表达式为：

$$\Gamma_m=\frac{m_g}{m_g+m_l} \qquad (2)$$

根据气体状态方程，气体的比容v_g为：

$$v_g=\frac{ZRT}{PM} \qquad (3)$$

则泡沫体系的比容可以定义为：

$$v_f=v_g\Gamma_m+(1-\Gamma_m)v_l=\frac{PM(1-\Gamma_m)v_l+\Gamma_m ZRT}{PM} \qquad (4)$$

则泡沫密度的表达式为：

$$\rho_f=\frac{PM}{PM(1-\Gamma_m)v_l+\Gamma_m ZRT} \qquad (5)$$

其中，M 为气体摩尔质量，kg/mol；v_l为泡沫基液比容，m^3/kg；Z 为气体压缩因子；R 为气体通用常数，8.314J/(mol·K)。

若流动过程中存在固相，则上式中$(1-\Gamma_m)v_l$项要修正为$\Gamma_l v_l+\Gamma_s v_s$。其中$\Gamma_l$和$\Gamma_s$分别为泡沫体系中液相和固相的质量分数，$v_s$为固相比容，m^3/kg。

泡沫质量Γ的定义为泡沫体系中气体的体积分数，表达式为：

$$\Gamma=\frac{V_g}{V_g+V_l} \qquad (6)$$

结合式(2)(3)(5)(6)可得到泡沫质量与温度、压力的关系式为：

$$\Gamma=\frac{\Gamma_m RZT}{PM(1-\Gamma_m)v_l+\Gamma_m RZT} \qquad (7)$$

从上式可以看出，由于流动过程中Γ_m不变，则可根据温度和压力得到任何流动截面的泡沫质量，从而可通过 Sanghani 和 Ikoku 的回归数据[3]获得泡沫的流变参数。

4.2 压缩因子

气体压缩因子表征实际气体可压缩的难易程度，计算式多为基于对比态原理的经验公式，包括维里状态方程和立方型状态方程。考虑到本文算法中需要对该参数进行微分，则选取形式较为简单的维里状态方程[10]：

$$Z=\frac{PV}{RT}=1+\frac{Bp}{RT} \qquad (8)$$

其中，T_c为气体临界温度，K；P_c为气体临界压力，Pa。联立式(8)、(9)代入式(5)、(7)中即得泡沫密度和泡沫质量的完整理论表达式，分别为：

$$\rho_f=\frac{128MP_cPT^3}{128MP_cPT^3(1-\Gamma_m)v_l+\Gamma_m\left(128P_cT^3+9T_cPT^2-54T_c^3P\right)RT} \qquad (10)$$

$$\Gamma=\frac{\Gamma_m\left(128P_cT^3+9T_cPT^2-54T_c^2P\right)RT}{128P_cT^3PM(1-\Gamma_m)v_l+\Gamma_m\left(128P_cT^3+9T_cPT^2-54T_c^2P\right)RT} \quad (11)$$

5 加速度压力梯度

加速压力梯度用于对可压缩流体流动产生加速作用，在多数文献计算中都将其忽略，在本文算法中则考虑它的影响。根据连续性方程可知：

$$\rho_f U=G \quad (12)$$

G 为质量流速，kg/(m² • s)。

则流速为

$$U=\frac{G}{\rho_f} \quad (13)$$

根据假设条件，对式(13)在流动方向 z 进行全微分，得到沿程速度梯度分布

$$\frac{dU}{dz}=\frac{\partial U}{\partial P}\frac{dP}{dz}+\frac{\partial U}{\partial T}\frac{dT}{dz}=-\frac{G}{\rho_f^2}\left(\frac{\partial\rho_f}{\partial P}\frac{dP}{dz}+\frac{\partial\rho_f}{\partial T}\frac{dT}{dz}\right) \quad (14)$$

则加速压力梯度表达式为

$$\rho_f U\frac{dU}{dz}=-\frac{G^2}{\rho_f^2}\left(\frac{\partial\rho_f}{\partial P}\frac{dP}{dz}+\frac{\partial\rho_f}{\partial T}\frac{dT}{dz}\right) \quad (15)$$

6 摩阻系数

要计算摩阻压力梯度，需要获得摩阻系数 f 。通过理论分析，摩阻系数与雷诺数有关， 泡沫流体的雷诺数表达式为[11]

$$\mathrm{Re}'=\frac{8^{1-n}D_e^{n}U^{2-n}\rho_f}{K\left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n} \quad (16)$$

K 为稠度系数 Pa.sn；n 为流变指数；对于油管 D_e 为油管直径 D_1，m；对于环空 D_e 为套管直径与油管直径之差 $(D_2\text{-}D_1)$，m。

若为层流流动，油管内的摩阻系数为

$$f=\frac{16}{\mathrm{Re}'} \quad (17)$$

环空内的摩阻系数为

$$f=\frac{16}{\mathrm{Re}'}\left(\frac{4n+2}{3n+1}\right)^n \quad (18)$$

若流动为紊流流动，则摩阻系数采用修正的 Blasius 公式：

$$f=\frac{a}{4\mathrm{Re}'^{b}} \quad (19)$$

$$a=0.314n^{0.105} \quad (20)$$

$$b=0.2495n^{-0.217} \quad (21)$$

7 实例计算

将式(10)、(11)、(15)、(17)、(18)和(19)代入式(1)可以发现，由于温度梯度采用地温梯度表达式，则式(1)成为关于总压力 P 的隐式常微分方程，求解该式便可获得任意流动截面上的压力值。由于该式极其复杂，不易获得解析解，若知道计算过程中的各参数初始值，则该问题为常微分方程的初值问题。

本文中采用 4 阶 Runge-Kutta 数值计算方法求解[12,13]，它具有 5 阶精度，且编程方便，将上述各式编作为一个函数文件多次调用即可实现。

7.1 构造函数

以泡沫流体冲砂洗井正循环过程为例，如图 1(a)：

(1)若已知油管井口参数，那么计算方向则与泡沫的流动方向相同，以获得环空井口参数，则构造函数为：

$$f(P,z)=\frac{dP}{dz}=\frac{-\frac{G^2}{\rho_f^2}\frac{\partial\rho_f}{\partial T}\frac{dT}{dz}-\rho_f U^2\frac{2f}{D_e}\pm\rho_f g\sin\theta}{1-\frac{G^2}{\rho_f^2}\frac{\partial\rho_f}{\partial P}} \quad (22)$$

(2)若已知环空井口参数，那么计算方向则与泡沫的流动方向相反，为井口参数设计过程，则构造函数为上式右端取负。

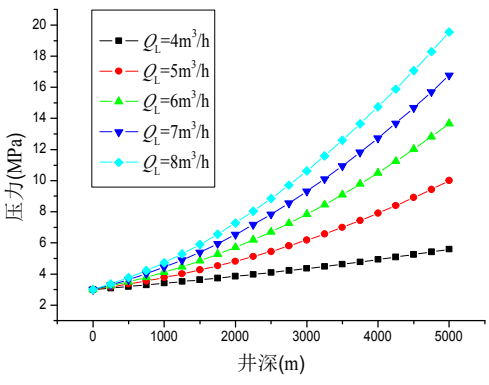


图 2 泡沫流体的压力沿井深的变化

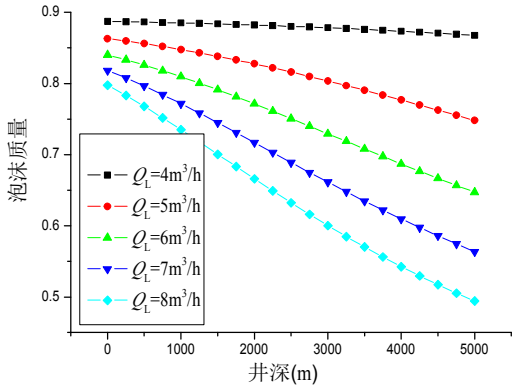


图 3 泡沫质量沿井深的变化

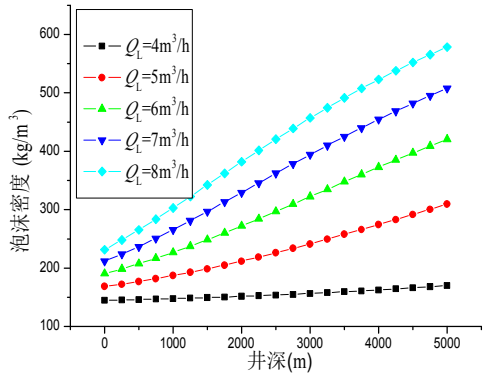


图 4 泡沫密度沿井深的变化

2．泡沫洗井井口参数设计

采用文献[15]中的初始参数进行井口参数设计，在计算中对井底参数进行适当限制，得到井筒参数如表 1 所示：

同时，通过对比其他参数，如井底压力、井底泡沫密度、环空返出口泡沫密度及流速，发现本文计算结果与文献数据相差不大，能够满足工程需要，并且个参数在井筒中的分布规律也基本相同。

文献[15]中的井深为 2000m，若增加井深至 5000m，而其他参数不变重新计算，则计算机会提示程序出错。因为此算例中对井底参数附加了限制条件，即井底泡沫质量最小为 0.55。由于仅增大井深，则在计算过程中还未到井底泡沫质量就已低于 0.55 此时的泡沫体系不再是先前假设的单相流体，而是成泡流形态的气液两相流，因此不能用本文的均相流模型计算。这属于多相流范畴，不是本文讨论的内容。若在相同的标况氮气排量(15.738m3/min)与返出口泡沫质量(0.96)情况下，增加井深使得程序能够正常运行，井底泡沫质量刚好为 0.55，计算结果如下表所示。

随井深增加，环空返出口排量、泡沫基液流量及井口泡沫质量要减小；井口入压力、井底压力、回压、井口泡沫密度与井底泡沫密度增大。

8 结 论

(1)通过理论公式推导得到可压缩粘性流体的运动方程，结合状态方程、加速度压力梯度公式和摩阻系数公式可以获得可压缩流体管道流动的压力常微分方程，求解该方程即得可压缩粘性流体在管道中流动的压力分布；

(2)在泡沫流动计算中，泡沫质量越大，压力、泡沫密度及泡沫质量分布越平缓。原因在于泡沫质量越大则泡沫密度越小，重力压力梯度的影响越弱，导致的压力分布变化不大，从而影响着泡沫密度和泡沫质量的分布；

(3)通过与文献结果对比发现，本文的方法数学物理意义明确，计算精度较高，能够满足实际工程需要；随着井深的增加，在定氮气标况排量和定返出口泡沫质量情况下，井筒中其他参数也相应变化，表现为返出口排量、基液排量和井口泡沫质量减小，井口、井底及环空回压和井底泡沫密度增大；

(4)本文的计算方法与文献的计算方法相比，具有简单、运算量小、编程方便、计算结果精度高的优点，且不存在结果收敛性的问题。

除此之外，通过研究知道本文中泡沫密度的理论公式值要高于实测泡沫密度值[16]，因此，为更加符合实际，可在运算之前对理论公式进行实验修正，或直接采用回归公式参与计算。

表 1 程序计算结果

项目	本文计算结果	文献计算结果
井口注入压力(MPa)	5.505	4.978
井口环空回压(MPa)	0.6	0.8
泡沫基液流量(m^3/min)	0.114	0.103
注入气体标态流量(m^3/min)	15.738	15.999
井口压力下的泡沫密度(kg/m^3)	323.959	333.54
井口压力下的泡沫质量	0.72	0.72
井口环空泡沫质量	0.96	0.96
井底泡沫质量	0.59	0.56

表 2 深井泡沫洗井计算结果

项目	井深(m)	
	5000	8000
返出口排量(m^3/min)	1.9271	1.4945
井口注入压力(MPa)	8.690	11.692
井口环空回压(MPa)	0.896	1.155
井底压力(MPa)	29.01	47.85
泡沫基液流量(m^3/min)	0.0771	0.0598
井口压力下的泡沫密度(kg/m^3)	365.61	400.426
井口压力下的泡沫质量	0.71	0.7
井底泡沫密度(kg/m^3)	569.35	603.458

参 考 文 献

[1] KRUG J A. Air and water Requirments for Foam Drilling Operations [M]. Coloradro School of Mines, 1971.

[2] Beyer A H, MILLHONE R S and FOOTE R W. Flow behavior of foam as a well ciculating fluid[R]. SPE 3986, 1972.

[3] 王渊，李兆敏，等．泡沫流体冲砂洗井计算机模型[A]．第十六届全国水动力学研讨会论文集[C]，2002.

[4] 徐晔，等．氮气泡沫在井筒中的压力分布研究[J]．油气田地面工程，2004，23(5).

[5] 文果，王刚庆．CO_2泡沫压裂液中井筒的压力分布研究[J]. 内蒙古石油化工，2008(4).

[6] 杨胜来，邱吉平，等．高温高压下 CO_2 泡沫压裂液摩阻计算研究[J]．石油钻探技术，2007，35(6)：1~4.

[7] 孙洪钰．氮气泡沫欠平衡钻井数学模型研究[J]．内蒙古石油化工，2006(11)：82~84.

[8] 增忠杰．泡沫压裂摩擦压降计算模型的建立[J]．天然气工业，2007，27(12)：93~95.

[9] 王利国，杨虎，等．稳定泡沫钻水平井井筒稳态流动的解析模型[J]．天然气工业，2008，28(6)：90~92.

[10] 童景山．流体热物性学——基本理论与计算[M]．北京：中国石化出版社，2008.

[11] 展宝真，等．幂律钻井液管流的f因子[J]．钻井液与完井液，1999，16(5).

[12] 李维国，黄炳家，等．数值计算方法[M]．东营：石油大学出版社，2004.

[13] 黄振侃．数值计算——微分方程数值解[M]．北京：北京工业大学出版社，2006.

[14] 李兆敏，王登庆，黄善波．泡沫流体在井筒内流动时的耦合数学模型[J]．西南石油大学学报(自然科学版)，2008，30(6)：1~4.

[15] 李松岩，李兆敏，等．水平井泡沫流体冲砂洗井技术研究[J]．天然气工业，2007，27(6)：71~74.

[16] 李松岩，等.泡沫流体密度-压力-温度关系的实验研究[J]. 石油化工高等学校学报，2008，21(2)：71~75.

渤海钻探应用新型 BH-WEI 钻井液保护油气层立新功

中国石油网消息：（通讯员 穆剑雷 陈俊）11 月 12 日，笔者从大港油田公司获悉，由渤海钻探泥浆公司在大港油区首口采用 BH-WEI 钻井液体系施工的港 71－1H 井喜获高产，试采阶段使用 8 毫米油嘴日产原油 57.78 吨，天然气 1700 立方米，并且含水逐步下降，油量继续增加。

港 71－1H 井是部署在大港油田唐家河地区的一口水平开发井，完钻井深 2319 米，井底位移 894.73 米。为了提高该区块的最终采收率，通过技术论证决定在目的层使用渤海钻探泥浆公司的 BH-WEI 钻井液体系。该体系能有效抑制储层中泥岩胶结物的水化膨胀和水化分散，有利于井壁稳定，其最大亮点就是无毒、无害、无固相、可生物降解，有利于储层保护。

港 71－1H 井使用 BH-WEI 钻井液施工解决了以往储层专打需要下一层技术套管的工序，可以在入窗后裸眼段直接更换本体系进行储层专打，并且该体系在完井后可直接做完井液进行试油，不用进行酸洗，提高了生产运行时效，同时减少了因酸洗不彻底造成对油气层的二次污染。

回收烟气中 CO_2 用于 EOR 技术及可行性分析

陆诗建　杨向平

（中国石油大学（华东）化学化工学院，山东东营 257026）

摘　要　在国际油价上涨、温室气体减排等因素影响下,使得电厂烟道气回收技术得到了充分发展，而回收的高纯度二氧化碳可直接用于油田强化采油。目前烟气回收二氧化碳技术的研究热点是化学吸收法和富氧燃烧法，两类方法各有其优缺点。CO_2 强化采油技术是较为成熟的技术，但目前应用并非很广，其主要原因在于用于采油的 CO_2 的获得上。本文介绍了工业化的烟气二氧化碳分离回收技术及 CO_2 用于强化采油的原理（EOR），并举例进行了可行性分析。

关键词　烟道气　二氧化碳　强化采油　可行性分析

0　引　言

由于现代化工业社会过多燃烧煤炭、石油和天然气，这些燃料燃烧后放出大量的二氧化碳气体进入大气引发温室效应，使气候发生变化，导致全球气候变暖，降水量发生改变，冰川冻土消融，海平面上升，影响了世界环境、人类健康和全球经济的可持续性。

目前,随着《京都议定书》的生效,各国都在积极发展温室气体减排技术[1]。在此大环境下，很多科技人员将目光转向电厂燃煤锅炉烟道气。利用化学吸收法或富氧燃烧技术回收烟道气中 CO_2 得到了充分发展。回收得到的高纯度二氧化碳可以直接用于EOR技术。烟道气中二氧化碳加以回收注入油层以提高原油采收率是一项双赢的工程,既可以减少大气中二氧化碳的浓度,又可以在一定程度上提高了原油的采收率，满足了油田开发的需求。

1　烟道气 CO_2 分离回收技术

1.1　化学吸收法分离回收烟道气中 CO_2 技术

化学吸收法脱除 CO_2 实质是利用碱性吸收剂溶液与烟气中的 CO_2 接触并发生化学反应，形成不稳定的盐类，而盐类在一定的条件下会逆向分解释放出 CO_2 而再生，从而达到将 CO_2 从烟气中分离脱除[2]。化学吸收法分离脱除烟气中的 CO_2 时，常有的吸收剂有醇胺溶液、强碱溶液、热苛性钾溶液等。典型的化学吸收法捕获烟气 CO_2 技术工艺流程如图 1 所示。

该工艺系统的主要流程如下：经过烟气前处理系统（除尘，使颗粒物含量降到 100mg/m^3 以下；脱硫，使 SO_2 含量降低到 100～200mg/m^3 以下；降温，使烟气温度降低到 60℃等）处理后的烟气经增压后（一般增压到 3000Pa 左右），从吸收塔下部进入，在塔内与由塔顶喷射的吸收剂溶液逆相接触。

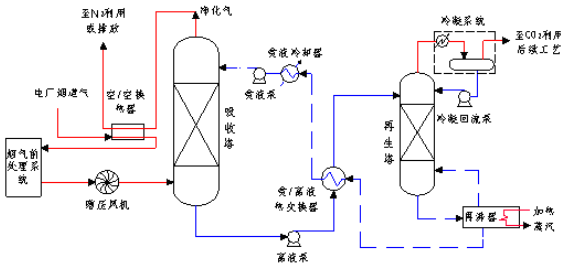


图 1 典型的化学吸收法脱除烟气 CO_2 工艺流程

烟气中的 CO_2 与吸收剂发生化学反应而形成弱联结化合物，脱除了 CO_2 的烟气从吸收塔上部被排出吸收塔，经换热后，送至 N_2 回收系统或直接排空。而吸收了 CO_2 的吸收剂富 CO_2 吸收液（简称富液）经富液泵抽离吸收塔，在贫富液热交换器中与贫 CO_2 吸收液（简称贫液）进行热交换后，被送入再生塔中解吸再生。富液中结合的 CO_2 在热的作用下被释放，释放的 CO_2 气流经过冷凝和干燥后，送至 CO_2 回收利用系统。再生塔底的贫液在贫液泵作用下，经过贫富液换热器换热、贫液冷却器冷却到所需的温度，从吸收塔顶喷入，进行下一次的吸收。

化学吸收法分离回收 CO_2 的特点在于：（1）技术工艺成熟，应用广泛；（2）回收后 CO_2 纯度高，可达 99%左右；（3）设备占地比较庞大，投资较大；（4）CO_2 回收成本相对较高。

1.2　富氧燃烧法分离回收烟道气中 CO_2 技术

由于锅炉烟气中 CO_2 体积分数一般为3%～15%，在较低的压力下，从以 N_2 为主体的混合

气中分离较低浓度的 CO_2 气体因而难度很大，从而导致分离设备复杂，成本较高[3]。由前所述，在进行 CO_2 强化采油之前，必须先对进行获得高浓度的 CO。如果燃烧后的锅炉烟气中 CO_2 的含量较高，则对烟气中 CO_2 的分离就可以直接采用较为便宜物理法进行分离，从而使 CO_2 回收成本降低。在这一背景下，组织燃料在 O_2 和 CO_2 混合气体中燃烧的所谓的 O_2/CO_2 燃烧就应运而生。O_2/ CO_2 燃烧技术又称空气分离/烟气再循环技术，或富氧燃烧技术[4]。其工艺原理图如图 2 所示。

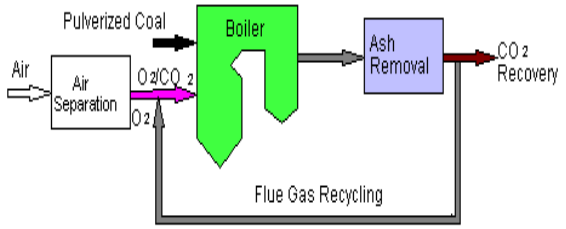


图 2 典型的富氧燃烧脱除二氧化碳技术原理

富氧燃烧技术工艺流程为：富氧燃烧时采用空气分离获得的氧（纯度为 95％或更高）和一部分锅炉排气构成的混合气体代替空气作矿物燃料燃烧时的氧化剂。采用纯氧时，经过多次循环后，烟气中经干燥脱水后 CO_2 浓度可得高达 95％，可不必分离而将大部分的烟气直接液化回收处理，排气经冷凝脱水后，其中 70％～80％循环使用，余下排气中的 CO_2 经压缩脱水后被进行利用与处理。富氧燃烧后排放的烟气中 CO_2 浓度可达到 95%以上，因而烟气可以加压到采油所需的压力后，直接注入油田进行三次采油[5]。

富氧燃烧技术相对于传统的锅炉燃烧而言，对密封性要求比较严格，因此，只需要对现有锅炉进行相应的改造即可。富氧燃烧技术中，需要增加空气分离制氧系统，获得所需的高纯度氧气。而目前的空分制氧系统需要消耗较高的能源，因而其就成为了富氧燃烧技术中能耗最大的地方[6]。简而言之，富氧燃烧技术的 CO_2 回收成本大部分将取决于此。另外，富氧燃烧技术也需要增添耐高温、耐磨损的循环风机，用于将含高浓度 CO_2 的烟气部分循环到锅炉炉膛。

因此，在分离回收 CO_2 上，富氧燃烧技术的特点是：（1）CO_2 回收成本较低，因为排放的烟气中 CO_2 浓度可高达 95％以上，可以直接予以利用，或采用能耗较小的物理方法进一步提高浓度后再利用。（2）空分系统产生的高纯度 N_2 也可以进一步利用，获得一定的经济收益。（3）能降低锅炉的热损失，优化锅炉结构设计；（4）SO_X 和 NO_X 等酸性气体排放量会下降。（5）烟气中 O_2 含量可能较高，对 CO_2 运输、采油过程产生腐蚀等。

2 CO_2 强化采油的技术机理

石油属于不可再生的能源，在石油价格日益飞涨的今天，谁占领了石油资源，谁就掌握了世界的经济命脉。因此，如何扩大石油资源供应量，将成为重中之重。而对于石油资源仍相对紧张的我国石油工业而言，目前已探明的石油储量中，有近 100 亿吨产量需要采用先进的三次采油技术才能开采出来。为此，自 70 年代以来，世界各主要产油国竞相研究以化学驱油为主要手段的三次采油技术[7]，但目前该技术在这些国家尚未进入工业化应用阶段。在这些三次采油技术中，CO_2 被证明是一种最为有效的 EOR（Enhanced Oil recovery，强化采油）技术。《中国应对气候变化国家方案》中明确提出石油化工行业重点发展二氧化碳回注等新技术[8]。

典型的 CO_2 强化采油工艺如图 3 所示[9]。简单而言，来自 CO_2 源的高纯度 CO_2 被压缩到大约 14.5 MPa 后，通过注射井注入到二次采油结束后的油田。注入的 CO_2 通过逐级提取原油中的轻组分等机理与原油达到互溶，则岩石缝隙间滞留油的毛细作用力将会降低或消失，原油就能被驱向生产井，从而达到了石油增产的目的。

将 CO_2 作为油藏提高采收率的驱油剂已研究多年，在油田开发后期，注入 CO_2，能使原油膨胀，降低原油粘度，减少残余油饱和度，从而提高原油采收率，增加原油产量。CO_2 提高原油采收率的具体机理主要有[10]：

（1）CO_2 溶于原油能使毛细管的吸渗作用得到改善，从而使油层扫油范围扩大，使水、油的流动性保持平衡。

（2）CO_2 溶于水使水的粘度有所增加，当注入粘度较高的水时，由于水的流动性降低，从而使水油粘度比例随着油的流动性增大而减少。

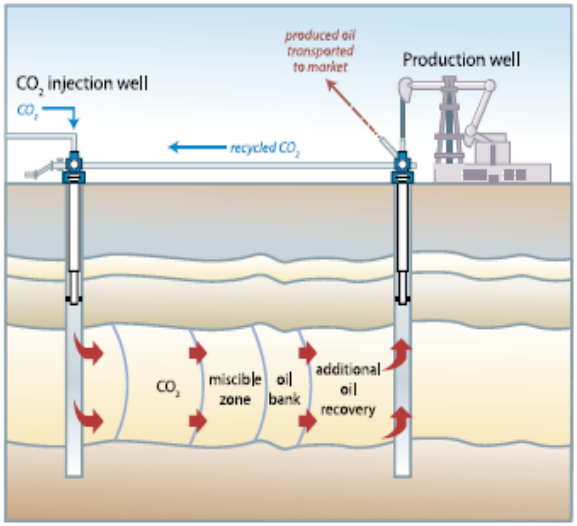


图 3 CO_2强化采油技术原理示意图

（3）CO_2水溶液能与岩石的碳酸岩成分发生反应,并使其溶解，从而提高储集层的渗透率性能，使注入井的吸收能力增强。

（4）CO_2溶于水可降低油水界面的表面张力，从而提高驱油效率。

（5）CO_2可促使原油中的轻质烃类(C_2～C_3)被抽提出来，从而使残余油饱和度明显降低。在不同原油的成分、温度和压力条件下，二氧化碳具有无限制地与原油混相的能力，实际上可以达到很好的驱油目的。

（6）CO_2在油水中的扩散系数较高，其扩散作用可使二氧化碳本身重新分配并使相系统平衡状态稳定。

（7）注入碳酸水，可大大降低残余油饱和度，因为在含水带内的碳酸水前缘，能形成和保持二氧化碳气游离带。

CO_2驱是一种最为有效的EOR技术，采收率增值达到25%，如DEZPC的油田日注入量为5500万ft^3/d，提高采收率最大为10%；美国的Wasson San Anros油田利用CO_2混相和非混相驱，使原油采收率在水驱基础上提高了12.2%[11]。美国麻省理工学院能源和环境实验室在2003年的研究表明，根据油田地质情况的不同，每增产1吨原油约需1～4.2吨二氧化碳，二氧化碳强化石油开采可增产油田总储量约11%的原油。由于具有显著的环境效益和经济效益，利用油气田封存二氧化碳成为最有吸引力的减排手段，美国、加拿大、日本、挪威等国相继开展了这方面的研究，并有了成功实例[12]。对于中国而言，据“中国陆上已开发油田提高采收率第二次潜力评价及发展战略研究”结果，仅在参与本次评价的101.36亿吨常规稀油油田的储量中，适合CO_2驱的原油储量约为12.3亿吨，预计利用CO_2驱可增加可采储量约1.6亿吨。另外，对于我国现已探明的63.2亿吨的低渗透油藏原油储量，尤其是其中50%左右尚未动用的储量，CO_2驱比水驱具有更明显的技术优势。胜利油田采用蒸汽和烟道气（含12%的CO_2）联合注入油井以提高采收率，但考虑到烟道气的压缩性和与油的混溶性，纯CO_2更具优势。

CO_2强化采油技术是较为成熟的技术，但目前应用并非很广，其主要原因在于用于采油的CO_2的获得上。由于每增产一吨油需要1～4.1吨CO_2，因此，如何有效获得高纯度的、大量的CO_2成为了CO_2强化采油技术的一个瓶颈。而燃煤锅炉烟气量大，是CO_2排放的主要源。因而，如果能从烟道气中获得强化采油所需的高纯度CO_2，不仅可以获得强化采油所需的CO_2，提高了经济收益，还可以将CO_2储存在废气的油井中，防止CO_2排放到大气中，做到了CO_2的减排，也将会取得巨大的环境效益。

综上所述，从烟道气中获得高纯度的CO_2后，再将CO_2用于油田的强化采油工艺是可行的。而富氧燃烧技术和化学吸收法分离回收烟气CO_2技术均可用于烟气中CO_2的分离回收。

3 实例分析——75 t/h 电厂锅炉烟道气CO_2回收技术经济性分析

75t/h电厂燃煤锅炉烟气量大约为100000m^3/h，烟气中CO_2体积分数大约为14%。对于化学吸收法分离烟气CO_2工艺而言，需要新建吸收用填料塔、吸收剂再生用填料塔，购买填料、吸收剂乙醇胺（MEA）、增压风机、换热器、管道、保温材料、阀门、控制系统、泵等设备，这属于初投资。

假设整个工艺系统寿命为20年，年运行时间为5500h，化学吸收法回收CO_2效率为90%。当暂不考虑CO_2压缩和输送、注射等费用时，两种技术的简单投资和CO_2回收成本估计如表1所示。

表1 化学吸收法和富氧燃烧技术投资和CO_2回收成本

项目	化学吸收法技术		富氧燃烧技术
	已有除尘、脱硫系统	新建除尘、脱硫系统	
项目初投资（万元）	2800	6600	6000
CO_2产量（吨/小时）	24	24	25（平均75%烟气被循环使用）
CO_2纯度（%）	＞99%	＞99%	95%
年运行费用（万元/年）	2700	3000	1300
CO_2回收成本（元/吨）	200	220	100

4 分离电厂烟道气中 CO_2 用于油田强化采油经济性分析

如将电厂烟道气作为油田强化采油所需的CO_2源，则分离燃煤烟气中CO_2用于油田强化采油的简单经济性分析如表2所示。

注：a，压缩CO_2能耗取为0.12kWh/kgCO_2，当电价取为0.5元/kWh时，可据此折算出压缩成本大约为60元/tCO_2；

b，CO_2运输成本为1～8美元/tCO_2运输量，折合人民币约为8～64元/tCO_2运输量。取中间值40元/tCO_2运输量；

c，CO_2注射成本为0.6～8.3美元/tCO_2注入量，其中包含了CO_2注入前后成本。取为36元/tCO_2注入量；

d，强化采油率一般范围为0.25～1 t油/tCO_2，现取一个较小值0.4 t油/tCO_2；

e，由于国际原油价格屡创新高，故原油价格选择为70美元/桶，按现行汇率，折合成人民币为3988.6元/t原油。考虑到中国的现实，每吨原油价格至少可以买到2500元，故选择2500元/t原油。

表2 分离烟气中CO_2用于油田强化采油经济性分析

项目	化学吸收法技术		富氧燃烧技术
	已有除尘、脱硫系统	新建除尘、脱硫系统	
CO_2回收成本（元/t）	200	220	100
CO_2压缩成本（元/t）[a]	60	60	60
CO_2运输成本（元/t）[b]	40	40	40
CO_2注射成本（元/t）[c]	36	36	36
强化采油率（t油/ tCO_2）[d]	0.4	0.4	0.4
强化采油成本（元/t原油）	840	890	590
人工、管理等其他成本（元/ tCO_2）	100	100	100
原油价格（元/t原油）[e]	2500	2500	2500
总收益（元/tCO_2）	＞1560	1510	1810

从表2可以看出，使用烟气CO_2分离回收工艺进行强化采油在技术上可行，在经济上也是可行的，每吨CO_2所带来的收益至少超过1500元；同时，其收益较高，同时也可从出售高纯氮气来获得另外的收入。

参 考 文 献

[1] 夏明珠，严荷莲.二氧化碳的分离与综合利用[J].现代化工,1999，19(5)：46～48.

[2] Gerald Parkinson. Solid adsorbent scrubs CO2 fromflue-gas[J]. Chemical Engineering，2000,107(2)：21.

[3] 国立清华大学(台湾).以吸收法回收二氧化碳之技术手册[R].台湾:经济部工业局,2002.

[4] Gerald O.Carbon dioxide gets Grounded.[J]

Chemical Engineering，2000，107(3)：41～45.
[5] 费维扬,艾宁,陈健.温室气体CO2的捕集和分离[J].气体净化，2005，5(2)：1～4.
[6]肖九高.烟道气中二氧化碳回收技术的研究[J].现代化工,2004.
[7] 李建荣,李元萍.全世界提高采收率的采油现状[J].国外油田工程，2000(6)：6～9.
[8] 王福勇，王宏宇.注二氧化碳提高原油采收率技术[J].国外石油地质，1997(2)：56～61.
[9] 李士伦，张正卿．冉新权注气提高石油采收率技术[M] ．成都：四川科学技术出版社，2001.
[10] hakma A.An energy efficient mixed solvent for the separation of carbon dioxide [J].Energy Converts Mgmt，1995，36(6～9)：427～430.
[11] Schubert S，Gr M Unewald，Agar D Enhancement of carbon dioxide absorption into aqueous methyldiethanolamine using immobilised activators[J]. Chemical Engineering Scienty，2001(56)：621～636.
[12] Pint B R Pearson L，Roughton F J，The kinetics of combination of carbon dioxide with hydroxide ions[J].Chemical Engineering Scienty，1956(52):1512～1520.

挪威国家石油公司将尾管漂浮技术应用于Gullfaks油田

最近，挪威国家石油公司（Statoil）成功地在Gullfaks油田应用尾管漂浮技术将长4460m的$10^3/_4$in尾管漂浮并悬挂于7721m井段，该A32-C井是从海上钻井平台设计钻进最长的油井，计划总井深为10000m以上。

Gullfaks油田位于北海地区，拥有三个生产和钻井平台。最近，在Gullfaks油田附近发现了一些新的油藏，其中包括Gulltopp油田。对Gulltopp油田进行的评估显示，可以使用两种方法开发该油田：一是采用独立的水下基盘，二是从Gullfaks油田“A”平台钻大位移井。后者虽然需要克服钻、完10000m或更长井的挑战，但其成本仅是使用水下基盘的1/4。工程技术人员对大位移井进行的井身模拟设计结果显示，由于摩阻和弯曲因素，使用传统方法下入5000m长的尾管几乎是不可能实现的，而使用套管漂浮技术完全可以解决这个问题。

作业前首先进行了风险评估和人员培训，同时进行了模拟分析。模拟显示，使用灌泥浆的方法下入5000m长的$10^3/_4$in尾管，只有在摩擦系数小于0.2的理想井况下才可能成功，这对于复杂的实际作业情况几乎不可能实现。而漂浮尾管在不大于0.5的摩擦系数下都可以下入。此外，对不同泥浆比重中尾管的漂浮重量进行比较，得出，尾管在比重为1.59的泥浆中的漂浮重量为2lb/ft。而在比重为1.64的钻井液中，尾管的漂浮重量为0。

实际作业中，第一次下尾管由于不良的井眼环境和井壁坍塌导致作业失败。第二次下尾管的过程为：下尾管至3218m处进入裸眼井段，在不灌泥浆的情况下将$10^3/_4$in尾管从3218m处推至3899m处，安装漂浮接箍（隔离空气与泥浆），并在4064m处灌入6m^3的1.64sg泥浆，再次推动尾管从4108m处到达4650m处7处。

沫酸与石英反应动力学及缓速效果研究

刘伟　刘祖鹏

（中国石油大学(华东)石油工程学院，山东青岛 266555）

摘　要　本文介绍了泡沫酸反应动力学的基本原理及试验方法，进行了泡沫酸与石英的反应动力学试验，得到了在 20℃泡沫质量 85%时泡沫酸与石英的反应动力学方程，并提出了一种 20℃时计算泡沫酸与石英反应速度的新方法。研究了泡沫酸的缓速效果，发现 H^+可以加快 HF 与石英的反应，对泡沫酸的缓速效果影响不明显。泡沫酸的缓速效果主要是因为泡沫酸较高的表观粘度及 H^+传质过程中路径的复杂化。对于砂岩油藏的酸化设计具有一定的指导作用。

关键词　石英　泡沫酸　反应速度　反应动力学　缓速效果

0　引 言

酸化是油气田开发过程中一项重要的增产、增注措施。由于储层非均质性及开发后期重复作业等因素的影响，在常规酸化时，酸液将优先进入高渗透地层，低渗透层或堵塞严重地层不能进酸或进酸太少。导致高渗层与低渗层之间渗透率极差进一步增大，严重影响酸化效果[1]。且盐酸、土酸等常规酸液与储层岩石及污染物反应速度较快，无法起到深部解堵作用。氟硼酸、磷酸等系列的缓速酸价格昂贵，限制了其在油田的使用[2]。泡沫酸是将液态酸液与泡沫流体相结合的一种酸液体系，具有黏度高、滤失量小、缓蚀效果好、对储层伤害小、酸化后易返排等优点，有利于提高低压、低渗储层和堵塞严重储层的渗透率和解决排液难等问题[3-4]。

1　酸岩反应动力学原理

反应动力学是对各种反应物质接触后化学反应速度的描述[6]。研究酸岩反应过程中的各种因素对酸岩反应速度的影响是酸岩反应动力学的主要研究内容。根据质量作用定律，在一定的温度，压力下，化学反应速率与反应物浓度的 m 次幂成正比。对于酸岩反应（液固相反应）来说，固相反应物的浓度可视作不变，在恒温、恒压条件下，酸岩反应速率可表示为：

$$J = kC^m \tag{1}$$

式中：J为酸岩反应速度，mol/(cm^2·s)；k为反应速度常数，(mol^{1-m}·L^m)/(cm^2·s)；C为酸液浓度，mol/L；m为反应级数，无因次。

对式（1）两边取对数，可得：

$$\lg J = \lg k + m\lg C \tag{2}$$

将 lg$J$对 lg$C$作图，可得一直线，用直线的截距可求得反应速度常数 k，直线的斜率可求得反应级数 m 值。从而可以得到酸岩反应动力学参数及动力学方程。

对于土酸（HF 与 HCl 混合）与石英的反应，其动力学方程可表示为[1]：

$$J = k[1 + k_1(C_{HCl})^\beta]\, C^\alpha_{HF} \tag{3}$$

当 $C_{HCl} = 0$，即只有 HF 与石英反应时，则动力学方程简化为：

$$J = kC^\alpha_{HF} \tag{4}$$

式中：α、β为反应级数，无因次；C_{HF}、C_{HCl}分别为 HF、HCl 浓度，mol/L；k，k_1为反应速度常数，单位分别为(mol$^{1-\alpha}$·L$^\alpha$)/(cm^2·s)、L$^\beta$/mol$^\beta$。

2　泡沫酸与石英反应动力学实验

2.1 主要实验仪器及材料

恒温烘箱；高速搅拌机；石英岩心（经 X 射线衍射测量其 SiO_2 含量大于 99.6%）；游标卡尺；天平；盐酸；氢氟酸；HY-2 起泡剂等。

2.2 实验方案设计

根据式（4）可知，只有 HF 与石英反应且已知反应速度 J 与 HF 浓度 C_{HF} 时，可利用作图法求得反应速度常数 k 和反应级数α。在求得 k 与α后，代入式（3）经过变换后可得：

$$\frac{J}{kC^\alpha_{HF}} - 1 = k_1(C_{HCl})^\beta \tag{5}$$

令 $\dfrac{J}{kC^\alpha_{HF}} - 1 = A$，则上式可简化为：

$$A = k_1(C_{HCl})^\beta \tag{6}$$

对上式两边分别取对数后将 lg$A$ 对 lg C_{HCl} 作图，

则可求得反应速度常数 k_1 与 β 。

因为土酸与石英反应速度较慢，在一定反应时间内，酸液较多情况下（大于 100mL）可视为酸液浓度不变，计算岩心溶蚀量可得反应速度 J。为了验证酸液浓度是否基本不变，分别测量了反应时间为 600s 和 900s 时的反应速度，其差距小于 1%，说明假设成立。反应时间定为 600s。温度为 20℃。泡沫酸的泡沫质量则可以通过起泡剂的加量来控制。实验中采用固定岩心，利用搅拌机来维持泡沫酸的发泡体积，反应时搅拌机转速设定为 1000r/min。

3　实验结果

3.1 起泡剂加量与泡沫质量关系

泡沫质量（Γ）定义为泡沫体系中气相体积占泡沫总体积的百分数。泡沫质量对于泡沫酸的反应速度有较大的影响，在本文中泡沫质量通过起泡剂(HY-2)的加量来控制。实验采用 Warning-blender 搅拌法，搅拌速度为 7000r/min，搅拌时间为 3min。

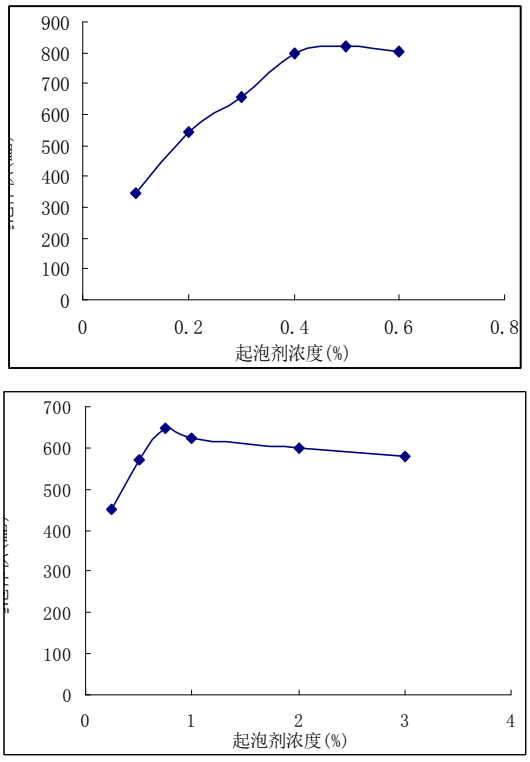


图 2. 起泡剂浓度与泡沫土酸体积关系图

图 1 基液为 5.0% HF+起泡剂+蒸馏水共 100ml。图 2 基液为 10.0% HCl+5.0% HF+起泡剂+蒸馏水共 100ml。从上图可以看出，在一定范围内，随着起泡剂浓度的增加，起泡体积逐渐增加，当达到某一浓度时，起泡体积不再增加，并略有降低。从图 1 和图 2 的对比中可以看出 HCl 具有明显的消泡作用，对于起泡剂的发泡体积具有较大的负面影响。为保证泡沫 HF 与泡沫土酸和石英反应时保持同一泡沫质量，取 HF 基液 100mL 加起泡剂 0.3%，起泡体积为 654mL；土酸基液加起泡剂 0.75%,起泡体积为 648mL。泡沫质量均为 85%。

3.2 泡沫 HF 与石英反应动力学方程求解

表 1 列出了不同浓度泡沫 HF 与石英反应速度关系，其中基液为 100mL 不同浓度的 HF 酸加质量浓度为 0.3%的起泡剂。

表 1　不同浓度 HF 与石英反应速度关系

HF 浓度(mol/L)	1.5	2.5	3.5	4.5
反应速度 (mol/(cm² • s))	1.8130 ×10⁻⁵	2.9512 ×10⁻⁵	4.0198 ×10⁻⁵	5.3518 ×10⁻⁵

根据(4)式，将 $\lg J$ 对 $\lg C_{HF}$ 作图 3：

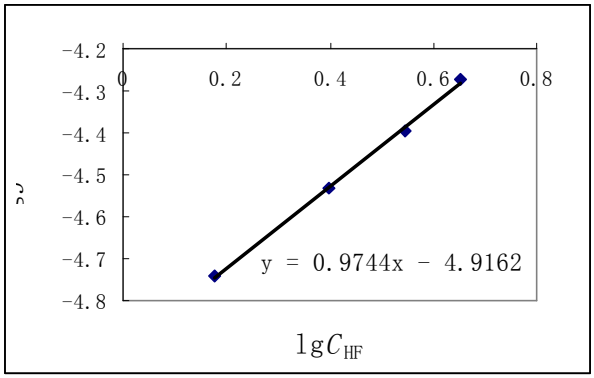


图 3.　lgJ 与 $\lg C_{HF}$ 关系曲线

由直线的斜率和截距可求得：$\alpha = 0.9744$；$k = 1.2128 \times 10^{-5}$。即在温度为 20℃，泡沫质量为 85%时，泡沫 HF 与石英的反应动力学方程为：

$$J = 1.2128 \times 10^{-5} C_{HF}^{0.9744} \qquad (7)$$

3.3 泡沫土酸与石英反应动力学方程求解

表 2 列出了同一 HF 浓度下（2.5mol/L）不同浓度 HCl 与石英反应速度关系，其中基液为 2.5mol/L 的 HF 加不同浓度的 HCl 加质量浓度为 0.75%的起泡剂共 100mL。

表 2　同一 HF 浓度下不同浓度 HCl 与石英反应速度关系

HCl 浓度 (mol/L)	1.3699	1.9178	2.7397	4.3836
反应速度 (mol/(cm² • s))	3.4313 ×10⁻⁵	3.8344 ×10⁻⁵	4.2293 ×10⁻⁵	5.2060 ×10⁻⁵

根据式(3)、(5)、(6)将 $\lg A$ 对 $\lg C_{HCl}$ 做图 4：

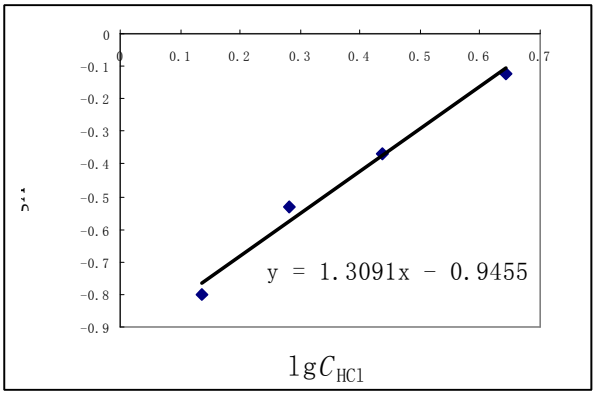


图 4. lg$A$ 与 lgC_{HCl} 关系曲线

由直线斜率及截距可求得： β = 1.3091； k_1 = 0.1134。即在温度为 20℃，泡沫质量为 85%时，泡沫土酸与石英的反应动力学方程为：

$$J=1.2128\times10^{-5}[1+0.1134\,(C_{HCl})^{1.3091}]C_{HF}^{0.9744} \quad (8)$$

3.4 不同泡沫质量下反应速度的求解

通常现场使用泡沫酸的泡沫质量Γ一般介于60%~80%[5]。当泡沫酸其他条件相同，仅泡沫质量不同时，反应速度主要受其泡沫质量的影响。为了求解在不同泡沫质量下泡沫酸与石英的反应速度，本文测量了泡沫质量为 71%、80%。85%时两种不同配方泡沫酸与石英的反应速度，如图 5 所示：

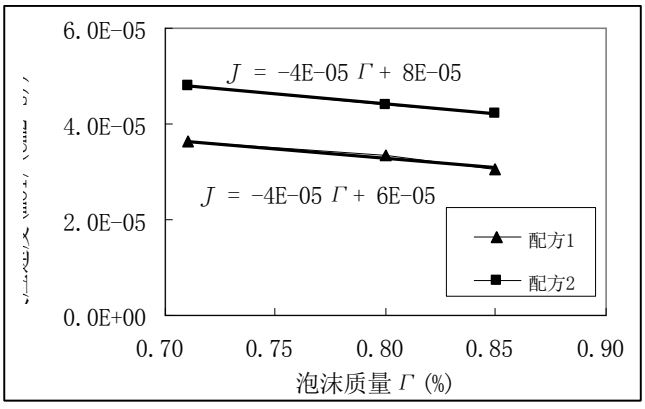


图 5. 泡沫酸泡沫质量与反应速度关系

其中泡沫酸配方 1 为 5%HF 加 10%HCl。直线方程为：

$$J=-4\times10^{-5}\Gamma+8\times10^{-5} \quad (9)$$

泡沫酸配方 2 为 7%HF，直线方程为：

$$J=-4\times10^{-5}\Gamma+6\times10^{-5} \quad (10)$$

由式(9)、(10)可以看出：针对不同浓度配方的泡沫酸，其反应速度对泡沫质量的关系式为一组平行的直线，其斜率相同，HF 与 HCl 的浓度决定截距。因次，不同配方的泡沫酸其反应速度方程可统一写为：

$$J=-4\times10^{-5}\Gamma+B \quad (11)$$

式中：B为常数，由泡沫酸中酸液浓度决定。

对于给定泡沫酸，HF 浓度为 C_F、HCl 浓度为 C_C、泡沫质量为Γ_1（65%＜Γ_1＜90%），求其在 20℃下与石英的反应速度步骤如下：

① 将 C_F、C_C 代入式(8)，得出在泡沫质量为 85%时的反应速度 $J_{\Gamma=0.85}$。

② 将 $J_{\Gamma=0.85}$ 代入式(11)，其中取Γ=0.85。可求出 HF 浓度为 C_F、HCl 浓度为 C_C 时截距 B_1。

③ 将 B_1、Γ_1 代入式(11)，从而可求出在 HF 浓度为 C_F、HCl 浓度为 C_C、泡沫质量为Γ_1 时泡沫酸与石英的反应速度 J_1。

4 泡沫酸缓速效果研究

泡沫酸作为一种缓速酸，可以有效增加酸化作用距离，提高酸化效果。本文对比了常规土酸与泡沫土酸在 20℃下的反应速度，如图 6-7。

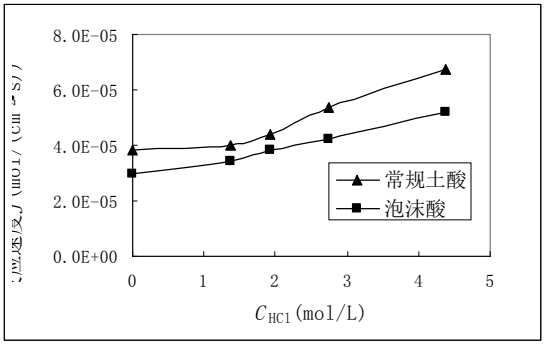


图 6. 常规土酸与泡沫土酸反应速度关系

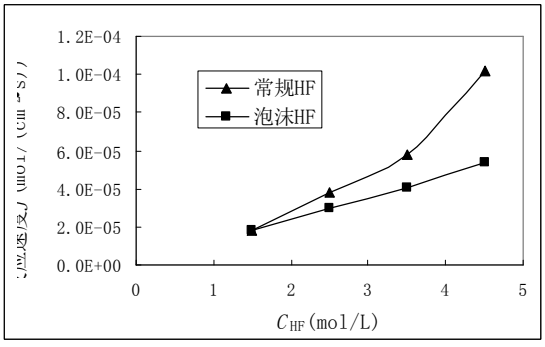


图 7. 常规 HF 与泡沫 HF 反应速度关系

图6中酸液均为5%HF加不同浓度的盐酸混合而成的土酸。图7中酸液则为不同浓度的HF酸。其中泡沫土酸与泡沫HF酸的泡沫质量均为85%。从图中可以看出，泡沫土酸与泡沫HF酸均具有缓速效果。对于泡沫HF酸，随着HF浓度的增加，泡沫HF酸缓速效果越明显，当HF浓度为1.5mol/L时，反应速率基本相同，当HF浓度达到4.5mol/L时，反应速度下降了45%。对

于土酸来说，泡沫土酸同样具有缓速效果，不同的是随着盐酸浓度的增加，缓速效果变化不大，反应速度下降15%~28%左右。这主要是因为土酸中的盐酸并不直接与石英反应[7-8]，反应过程中，HF酸中的活性成份$(HF)_2$或HF_2^-吸附于石英玻璃表面，对Si原子产生亲核性侵蚀，导致Si—O键的断裂。而H^+能够促进Si—O键的断裂，对反应起催化作用。而高浓HF酸下反应速度加快则是因为生成更多活性较大的$(HF)_nF^-$。

从图5中可以得出随着泡沫质量的增加，酸岩反应速度逐渐减小。泡沫酸的缓速原因主要为以下两个方面：一是泡沫酸具有很高的表观粘度，约为6.6~530mPa·s，而土酸的粘度只有1～3mPa·s，高粘度束缚了泡沫酸中H^+的运动，有利于降低泡沫酸同岩石的反应速度；二是在泡沫酸中H^+的传质过程同土酸中有很大不同，H^+存在于泡沫的外相（即泡沫壁）上，H^+的传质必须沿着泡沫壁进行，这样就使H^+的扩散路径复杂化，减缓了H^+的传质过程，减慢了泡沫酸的反应过程，达到缓速效果。

5 结 论

（1）盐酸对于起泡剂的发泡体积具有较大的负面影响。特别是在较低起泡剂浓度情况下，盐酸的消泡作用更明显。

（2）推导出了泡沫质量85%时，泡沫酸与石英的反应动力学方程。给出了泡沫质量为65%~90%时计算泡沫酸与石英反应速度的一种新方法。

（3）随着HF浓度的增加，泡沫HF酸的缓速效果越明显。土酸中的盐酸对氢氟酸与石英的反应起催化作用，加快了酸与石英的反应速度，但是盐酸浓度对泡沫酸的缓速效果影响不明显。

（4）随着泡沫质量的增加，酸岩反应速度逐渐减小。泡沫酸的缓速原因主要原因为泡沫酸较高的表观粘度降低了H+的传质速度和H+在泡沫外相中扩散路径复杂化。

参 考 文 献

[1] 李克向.保护油气层钻井完井技术[M].北京：石油工业出版社，1993.

[2] 贾耀勤.泡沫酸缓速深部酸化技术研究与应用[J].石油地质与工程.2009,23(1):113~116.

[3] 尧艳，陈大钧，熊颖.一种泡沫酸对碳酸盐岩油气层的酸化作用[J].钻井液与完井液.2008,25(3):71~75.

[4] 张星，赵金省，张明等. 氮气泡沫在多孔介质中的封堵特性及其影响因素研究[J].石油与天然气工.2009,38(3):227~231.

[5] 李颖川.采油工程[M].北京：石油工业出版社，2002.

[6] 李宾飞，李兆敏，徐永辉等.泡沫酸酸化技术及其在气井酸化中的应用[J].天然气工业. 2006,26(12):130~134.

[7] 苏英，周永恒，黄武等.石英玻璃与HF酸反应动力学的研究[J].硅酸盐学报.2004，32(3):287~294.

[8] 赵立强，杜鹃，刘平礼等.多氢酸酸液体系酸度特性实验分析[J].天然气工业.2008，28(2):93~95.

大港海上最深探井完井

由胜利油田海洋钻井公司胜利三号平台承钻的滨海 28 井，日前顺利完井，完钻井深 4762 米，是目前大港油田海上区块最深的探井。

滨海 28 重点预探井设计井深 4750 米，地层跨度大、埋藏深、裸眼段长、井壁不稳，且邻井资料较少。该平台实时监控井身轨迹，选用高转速和小钟摆钻具组合，解决了因地层软硬交错不易打直的技术难题，井底井斜仅为 0.9 度，井身质量、固井合格率、取心收获率均达 100%。

平台严格控制泥浆密度，做到了“压而不死，活而不喷”，最大限度地解放和保护了油气层。平台实行清洁、密闭、无泄漏生产，确保了海上生产无污染、零排放。

国外污油处理技术新进展

秦晓霞 李自力 王帅华

（中国石油大学（华东）储运与建筑工程学院，山东青岛 266555）

摘 要 随着石油行业的发展，必然产生大量的污油，因此迫切需要开发出经济有效的污油处理方法。在简要描述传统污油处理方法局限性的基础上，重点介绍了近几年国内外污油处理研究领域的新成果。ME电压梯度法、脉冲能量转换法、微波照射法都能够有效经济地处理污油，回收污油中的有效燃油成分，是值得进一步研究的污油处理新方法。

关键词 污油 处理 进展

1 污油的来源和形态

在石油开采和生产的过程中会产生大量的污油，这些污油如果不经处理直接排放到环境中，将会对环境造成极大的危害，使人类和其它生物赖以生存的生态环境受到威胁。目前常见的污油包含：机械加工过程中的润滑油、机械油污；油气开采中产生的油基泥浆岩屑、采油产出液、产出水；来自油田、炼厂、船舶或其他工业场所的落地油、废油污； 油气储运中来自油田、炼厂或其他工业原油存储池、重力分离罐底部沉积的油泥；油泥分离回收和储罐清洗产生的液体、含油污水；含污油的土壤等[1]。

污油通常为多种油品的混合物，含水量高（通常高于10％），以乳状液形态存在。污油乳状液含有较高的胶质、沥青质，具有乳化能力强，杂质含量高、老化程度严重等特点。其形态受温度、电解液、相比率、搅动、粘度、可湿性、亲水性、界面张力等诸多因素的影响。其稳定性的好坏取决于油水的百分比和乳化剂的类型、含量。污油中的乳化剂通常为沥青、树脂、有机酸、粉碎的细粉等。这些乳化剂附着在分散相液滴的表面，形成一层稳定的界面膜，阻止分散相液滴的合并，降低破乳速率，增大污油处理的难度。

2 污油处理的传统方法

为了满足环境保护的要求，许多环保的污油处理、回收方法得到了研究和应用。由于污油成分复杂，含较多电解质，稳定性好，通常采用加温沉降粗分离的方法处理，处理后污油的含水量低于10%。该法虽然能经济有效地处理污油，但不能够充分回收其中有价值的燃油组分。

国外常用的污油回收方法有离心法、热液洗涤法、微生物法等。离心法处理量大，适合于高含水污油，但是设备运行不稳定，易停机；热液洗涤法处理的污泥呈中性，便于进行生化最终处理，并且利于工业化实行，但是需要不断补充清水；微生物处理法环保易行，但是处理时间长，收效慢。

国内传统的污油回收方法有生物处理、填埋、焚烧、化学洗涤等。生物处理法成本高，收效慢，对环烷烃、芳香烃的处理效果差，对于高含油污油难以适应；填埋法易对地下水造成污染；焚烧法能耗高，可能存在粉尘、二氧化硫的二次污染；化学洗涤法需要添加化学助剂，也存在二次污染的缺点。

3 国内污油处理新进展

近年来，国内对污油处理的研究较活跃，已经研究出旋流分离、热化学破乳、超声波破乳等多种进行污油处理的新方法。

旋流分离法是采用一种油砂净化设备（气液固三相旋流器）来分离油水砂样的方法，具有除油效率高（在95％以上）、处理能力大、适应性强等优点，适合于油田高含水污油的处理。热化学破乳方法是通过添加合适的表面活性剂和加热来处理污油，具有易于操作、投资少的优点。超声波破乳法主要是利用超声波的机械作用和热作用来处理污油。一方面通过机械振动作用使水“粒子”产生位移，同时通过碰撞效应使小水滴凝聚成大水滴，使油水在重力的作用下实现分离；另一方面，通过界面摩擦使油水分界处温度升高，降低油水界面膜的强度和污油的粘度，实现破乳。采用美国Teksonix公司研制的超声波破乳装置和工艺的试验结果证明，利用超声波进行破乳具有常规方法所不能比拟的优越性[2]。

由于操作和经济等方面的原因，到目前为止，这几种污油处理回收方法尚未在工业实践中得到应用。

3.1 ME电压梯度法[3]

Maria Elektorowicz（ME）电压梯度法是利用电动力学原理来处理稳定的油包水型乳状油田污油的方法。利用外加电场使液滴带电，增加液滴在界面膜处的接触机会，使液滴逐渐聚集成团、界面膜变薄，直至界面膜破裂、液滴发生合并，然后胶质和分离的固相在电泳的作用下移向阳极，分离的液相（水和烃类物质）移向阴极。

试验设立了采用两性表面活性剂和不采用表面活性剂两个对比单元，采用了两种不同的电位梯度，电极电位分别为0.5 V/cm 和1.5 V/cm。试验数据表明，在低电势梯度（0.5 V/cm）条件下，阳极形成的固相更紧密、稳定，有利于加快破乳速率；活性剂对分离不起作用。对多种油品开展试验的结果表明，ME方法适合于处理不同类型的污油，破乳速率比传统方法提高了200%，不但可以有利回收可燃组分，减少对环境的污染，而且缩短了污油处理的时间，减少了经济费用。系统回收的成本费用可以通过回收燃油的收益来弥补。据估算，ME方法电处理的预期成本为1.2 加元/m^3，而传统处理方法的成本为800 美金/t左右。

3.2 脉冲能量转换法[4]

脉冲能量转换法（PET）是处理各种高含水污油（＞50%），尤其是海上漏油的一种新方法。它的最大优点是能够回收石油馏分的加热能，不需要额外的能量来加热或干燥油品，并且整个过程不必从水中分离油品就可以达到污油处理的目的。

该方法是利用一个专门设计的微脉冲仪器来处理污油混合物，试验流程图见图1。在混合器中加入提供油水乳状液稳定性的化学添加剂，同时液相污油从污油罐进入混合器，与活性剂混合均匀，然后用泵将液体燃料打入加热器，污油与活性剂的混合物和燃料经计量器计量后混合，共同进入脉冲器，系统温度由罐中的油品温度来控制，调整脉冲器进行乳化，产生乳化液的粒径在1～4 μm之间，作用后的乳状液可以直接打入罐。

与传统方法相比，PET方法不但有效地保护了环境，而且整个过程不必将水从污油中分离出来，并且可以回收油品馏分中的加热能。

3.3 微波照射法[5]

在微波法处理污油的过程中采用了两种方式：一种方式是提高温度，通过减小连续相的粘度，打破液滴的界面膜，达到液滴合并的目的；另一种方式是通过旋转，重排水分子的电荷分布。在这两种方式的共同作用下，不需要添加任何添加剂，就可以达到破乳的目的。微波法使水相的回收率从60%增加到80%。

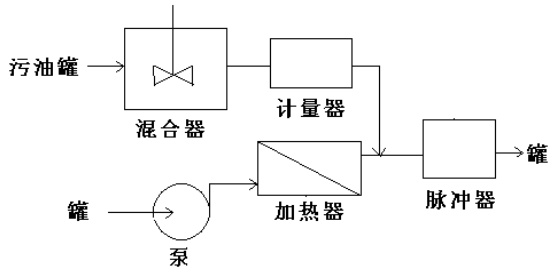


图1 PET法处理污油流程图

试验采用的设备是微波发生仪（图2），容积为0.0235 m^3，有效功率为900W。该设备可以在水平方向产生一种线性的温度分布场，促进油水分离。影响试验效果的因素包括油和氢氧化钠的含量、混合方法以及热暴露时间等。氢氧化钠含量高，不利于油水分离；水与油的比率越高，分散相水滴的合并越容易，分离效率就越高；乳状液的混合方法对分离效率也有影响，机械搅动可以减小水相液滴的大小，增加水相的运动能，有利于液滴合并和油水分离。

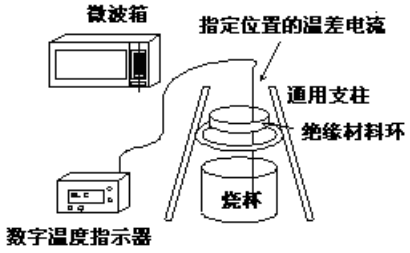


图2 微波法处理污油设备图

4 结束语

随着人们经济环保意识的日益增强，各种污油处理方法和设备必将在石油开采、储运、加工中得到广泛应用；同样，随着对环境保护要求的不断提高，又将极大地促进污油处理技术的发展。

参 考 文 献

[1] 李伟强：国外油污处理技术简介，油气田环境保护，2003，13(3).

[2] 张玉梅 彭 飞 吕效平：超声波处理炼油厂污油破乳脱水的研究，石油炼制与化工，2004，35(2).

[3] Elektorowicz M, Habibi S, chifrina R: Effect of electrical potential on the electro-demulsification of oily sludge, Journal of Colloid and Interface Science, 2006, 295.

基于电位法和 PH 法对醇胺溶液吸收 CO_2 的实验研究

杨向平 陆诗建 李清方

（中国石油大学（华东）化学化工学院，山东东营 257026）

摘 要 醇胺溶液具有对二氧化碳吸收速率快、吸收容量大及再生简单的特点，成为目前烟道气二氧化碳吸收溶液优选研究重点。与传统研究方法不同，采用电位法和 pH 法对一乙醇胺（MEA）、二乙醇胺（DEA）、三乙醇胺（TEA）吸收二氧化碳特性进行研究，揭示了电位、酸碱度与吸收速率、吸收容量之间的内在联系，并对醇胺溶液再生二氧化碳特性进行研究，提供了两种新型测定溶液中醇胺浓度和 CO_2 浓度的方法。结果表明，MEA 和 DEA 是优良的醇胺吸收剂；做出速率—电位曲线或速率—酸碱度曲线，就可以利用电位法或 PH 法对醇胺溶液吸收二氧化碳的程度进行估测分析。

关键词 二氧化碳 醇胺溶液 电位法 PH 法

0 引 言

全球每年因燃烧化石燃料而排放的 CO_2 达到 200×10^8t 左右，由化石能源燃烧产生的 CO_2 总量约占温室气体总量的 82%。随着世界各国对地球温室效应问题的关注，CO_2 减排日益引起全世界的重视[1]。过去 20 年中，排放入大气中 CO_2 的 3/4 是由化石燃料燃烧造成的[2]，其中化石燃料发电厂烟道气是 CO_2 长期稳定集中排放源，其所排 CO_2 量占总排放量的大约 30%，因此应当成为减排 CO_2 的重点[3]。回收的 CO_2 可用于油田 CO_2 混相驱三次采油[4]，这项技术成为近年研究热点。

化学吸收法具有脱除效果好，技术成熟等特点，是脱除、回收 CO_2 的主要方法[5]。在使用的化学试剂中，MEA 有吸收速度快、溶液成本低、容易回收的特点而得到最广泛应用[6]。酸碱度和电位是溶液的一种属性，在吸收 CO_2 的过程中，溶液中的 pH 和电位由醇胺和 CO_2 的浓度共同决定，在溶液中胺浓度已知的情况下，测定溶液的 pH 和电位，就可以确定溶液中 CO_2 的浓度[7]。此外，溶液的温度发生变化时，溶液的酸碱度和电位值也会发生变化，不同溶液对温度的敏感程度不同。利用这些特点可以方便、快速地测定溶液中 CO_2 和醇胺的浓度，有很好的实用性。

1 反应原理分析

MEA 和 DEA 溶液中存在下列平衡[8]：当 $R_1=CH_3$，$R_2=H$ 时为 MEA；当 $R_1=R_2=CH_3$ 时为 DEA；

$$2H_2O \rightleftharpoons H_3O^+ + OH^- \quad (1)$$

$$H_2O+R_1R_2NH \rightleftharpoons R_1R_2NH_2^+ + OH^- \quad (2)$$

$$2R_1R_2NH_1 \rightleftharpoons R_1R_2H_2^+ + R_1R_2N^- \quad (3)$$

当吸收 CO_2 时，液相中存在着下列平行反应：

CO_2 与 OH^- 的反应

$$CO_2+OH^- \rightleftharpoons HCO_3^- \quad (4)$$

此反应进行地非常迅速，反应情况被研究地很透彻。

$$R_1=k_1[OH^-][CO_2] \quad (5)$$

CO_2 与 MEA 的反应，现在公认是两性离子机理[9]

$$CO_2+RNH_2 \rightleftharpoons RNH_2^+COO^- \quad (6)$$

$$RNH_2^+COO^- + RNH_2 \rightleftharpoons RNH_3^+ + RNHCOO^- \quad (7)$$

总反应式可写成

$$CO_2+2RNH_2 \rightleftharpoons RNH_3^+ + RNHCOO^- \quad (8)$$

$$R_2=k_2[MEA][CO_2] \quad (9)$$

DEA 和 CO_2 的反应原理与 MEA 相同，不过反应速度不如 MEA 快。

而 TEA 是水溶液仲弱基质，CO_2 和胺质子化生成的 OH^- 直接结合，当 R 是一分子乙醇时，在高 PH 值下生成单一烷基碳酸盐[10]。

$$NH_2ROH+OH^- \rightleftharpoons NH_2RO^- + H_2O \quad (10)$$

$$NH_2RO^- + CO_2 \rightleftharpoons NH_2ROCOO^- \quad (11)$$

反应（11）是速率控制步骤。

2 实验部分

2.1 实验仪器及试剂

智能电子皂膜流量计；单孔电热恒温水浴锅；氮气钢瓶；二氧化碳钢瓶；雷磁 PHS-3C 精密 pH 计/MV 仪；乙醇胺（分析纯 AR，500ml，批号 T20090220，

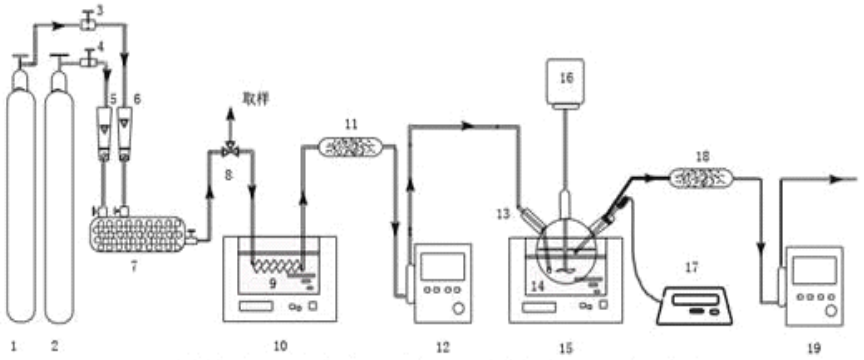
国药集团化学试剂有限公司）；

三乙醇胺（分析纯 AR，淄博市临淄天德精细化工研究所）；

二乙醇胺（分析纯 AR，莱阳市双双化工有限公司）；

医用蒸馏水（胜利油田中心医院）；

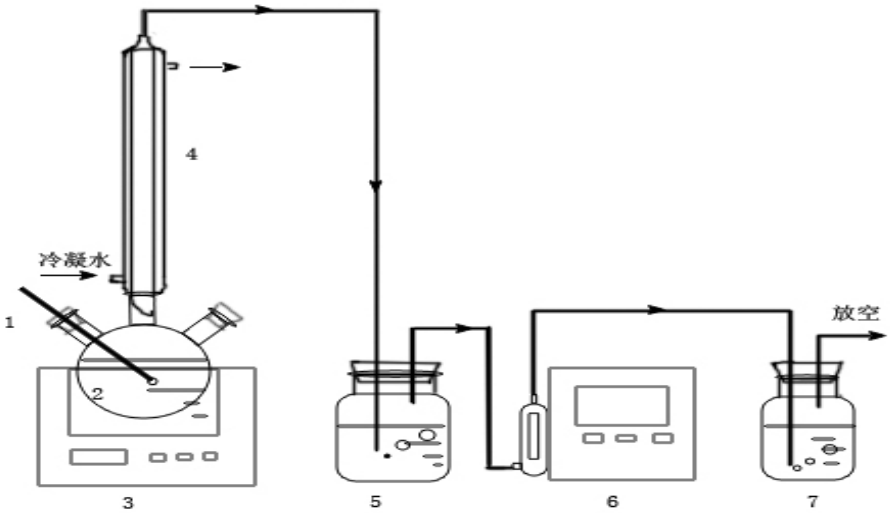
2.2 实验装置与实验方法



1 二氧化碳气体钢瓶；2 氮气气体钢瓶；3, 4 气体阀门；5, 6 气体转子流量计； 7 气体混合缓冲瓶；
8 三通阀；9 螺旋玻璃管；10, 15 电热恒温水浴锅；11, 18 气体干燥器；12, 19 智能电子皂膜流量计；
13 球形多孔反应探头；14 气液接触反应器；16 精密增力电动搅拌器；17 智能电子 PH/MV 仪

图 1 吸收实验装置图

采用模拟烟道气进行试验（其中 CO_2 体积分数为 15%，$N_2$85%）。打开氮气及二氧化碳减压阀，反应温度设定为 40℃，用转子流量计和皂膜流量计对混合气进行标定，CO_2 和 N_2 总流量稳定在 4ml/s。将混合气反应探头放入反应器中，同时开始计时，设定搅拌转速。每隔 5min 记录一次数据（进出口流量和 pH 值、MV 值）。当反应达饱和时，停止试验。吸收速率应用 $p\Delta v=nRT$ 进行计算，为溶液每秒吸收 CO_2 的物质的量；用 matlab 语言编程，计算测定的吸收速率对时间的积分，即为 CO_2 吸收容量。



1.温度计； 2.三口烧瓶； 3.电热恒温油浴锅； 4.冷凝管
5.浓硫酸洗气瓶； 6.智能电子皂膜流量计； 7.新制饱和氢氧化钙溶液

图 2 再生实验装置图

吸收试验结束后，取下富液吸收瓶，将其放入油浴再生反应器中，设定温度，连接好仪器进行再生。利用皂膜流量计测定再生气速率，用饱和氢氧化钙溶液吸收再生气。当皂膜流量计气体流量小于 5ml/min 时，再生试验结束。

3 实验结果和分析讨论

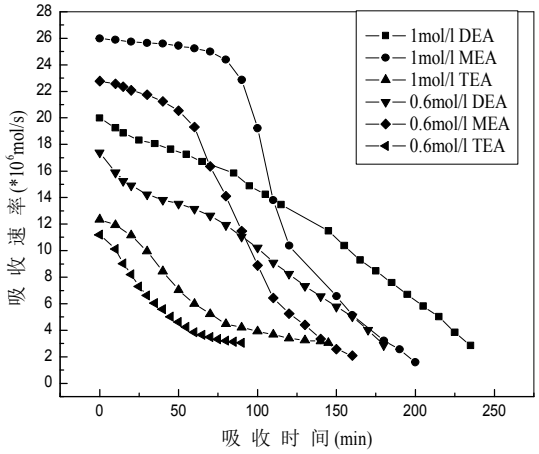


图 3 吸收速率与吸收时间关系曲线

从图 3 可以看出 1mol/l 的醇胺溶液和 0.6mol/l 的醇胺溶液变化趋势相同，下面只对 1mol/l 醇胺溶液进行分析。对于 MEA、DEA、TEA 三种醇胺溶液而言，初始 MEA 对 CO_2 吸收速率最快，DEA 次之，TEA 最慢。在起初的 1 小时内，MEA 对二氧化碳吸收速率变化平缓，处于全吸收阶段；DEA 和 TEA 对二氧化碳吸收速率随时间下降较快。反应时间过 1 小时后，MEA 吸收速率发生突降，降到 DEA 下方，此时 TEA 吸收已接近饱和。可以得到的结论是 MEA 对 CO_2 吸收最强，但持续时间短些；DEA 对 CO_2 吸收次强，但持续时间长。

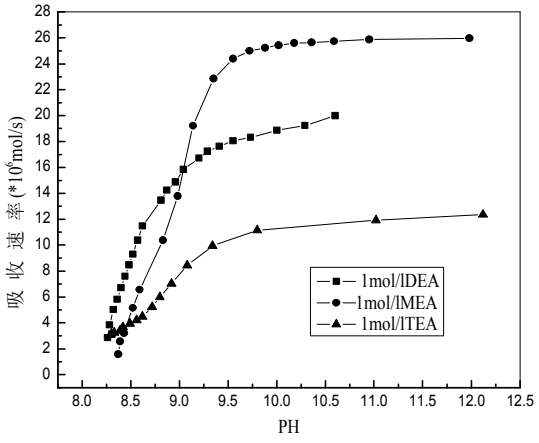


图 4 吸收速率与 PH 值关系曲线

吸收速率随酸碱度的变化如图 4 示。可见 MEA 碱性最强，DEA 次之，TEA 碱性最弱。三者的变化趋势类似，可以总结为：反应开始时，溶液中 OH^- 的浓度较高，吸收 CO_2 以 OH^- 为主，OH^- 迅速与 CO_2 反应 生成 HCO_3^-，速率维持在较高的水平，变化不大，但液相的 pH 下降很快。过了初期阶段，溶液中 OH^- 的浓度降低很多，对吸收速度的影响较大，此时吸收速率随酸碱度降低明显降低；醇胺与 CO_2 的反应是吸收主要部分，OH^- 的存在抑制 MEA、DEA、TEA 的电离吸收 CO_2，随着溶液碱度降低，醇胺分子会逐渐释放出来，对 pH 的下降起到缓冲作用，使 pH 下降速度放慢。当 pH 降到 8.2 左右时，吸收量基本达到饱和。

综合考虑，对三种醇胺溶液，DEA 酸碱度维持时间较长，速率随其变化最平缓；MEA 碱性最强，速率随其变化最快。应用于工业生产，用 pH 探头测定醇胺溶液酸碱度，即可用速率—pH 曲线确定相应的反应速率，同时确定反应进行的程度，是否达到饱和。

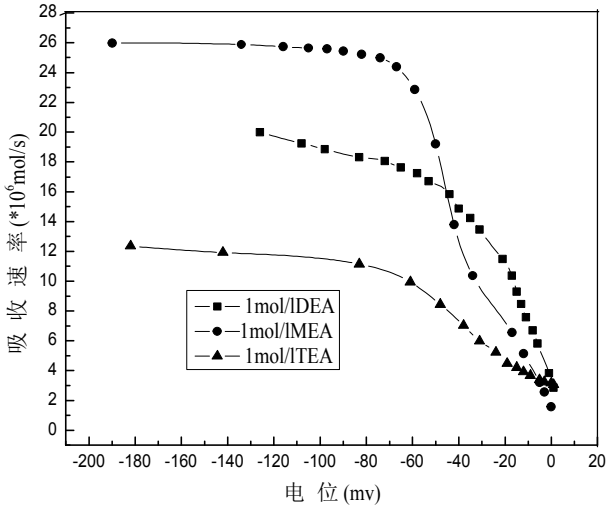


图 5 吸收速率与电位值关系曲线

吸收速率随电位变化曲线与速率—pH 曲线变化趋势相同，起初溶液中 OH^- 的浓度较高，反应速率高，对应的溶液电位值较低；随着反应进行，OH^- 不断消耗，溶液电位值上升，反应速率不断下降。当电位值上升到 0mv 时，反应基本达到饱和。

可以看出，用 mv 探头测定醇胺溶液电位值，即可用速率—电位曲线确定相应的吸收速率值，同时确定反应进行的程度，是否达到饱和。

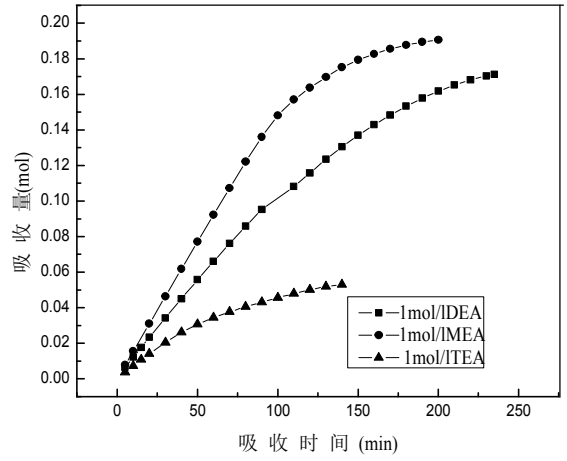


图 6 吸收量与吸收时间关系曲线

对相同物质的量的 MEA、DEA、TEA 溶液，MEA 的吸收速率最快，吸收容量最大；DEA 次之，TEA 最小。三者对二氧化碳吸收容量随时间变化如图 6 示。

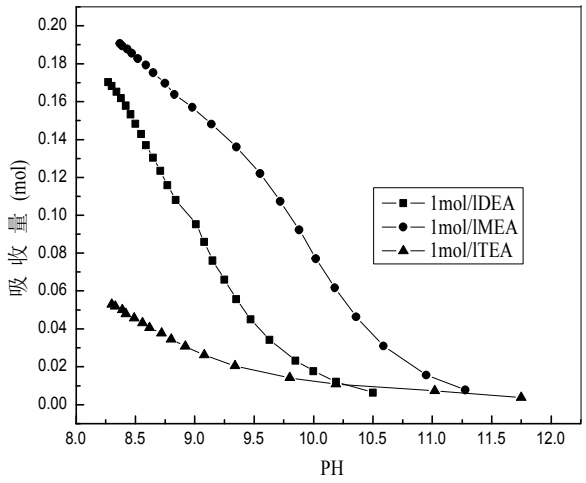


图 7 吸收量与 PH 值关系曲线

对于 MEA、DEA、TEA 三种溶液，其对二氧化碳的吸收总量随 PH 的降低而增大，随电位值的升高而增大。如图 7 和图 8 示，MEA 和 DEA 对二氧化碳吸收总量随 PH、电位值变化增高较快，而 TEA 增加缓慢。这也说明 MEA 和 DEA 是两种优良的醇胺吸收剂。进行分析：反应开始时三种醇胺溶液酸碱度强，电位值低，反应速率大，二氧化碳吸收量大，因而吸收总量增加较快，呈内凹型；随着反应进行，OH^-不断消耗，溶液电位值上升，反应速率不断下降，单位时间内吸收量逐渐降低，因而吸收总量增加越来越缓慢，最后趋于平行线。

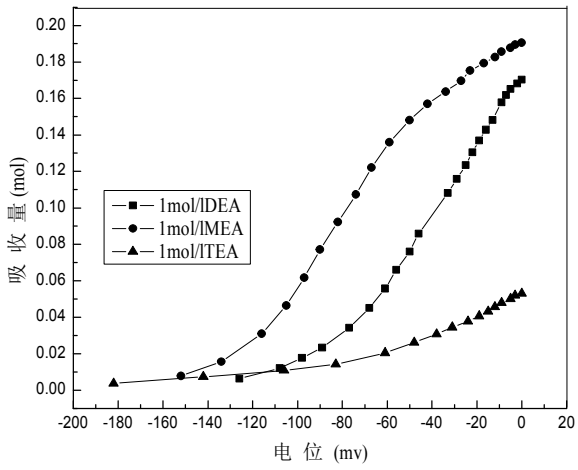


图 8 吸收量与电位值关系曲线

溶液电位值，或用 PH 探头测定醇胺溶液酸碱度值，即可用吸收总量—mv 曲线或吸收总量—PH 曲线确定相应的吸收总量，同时确定反应进行的程度。

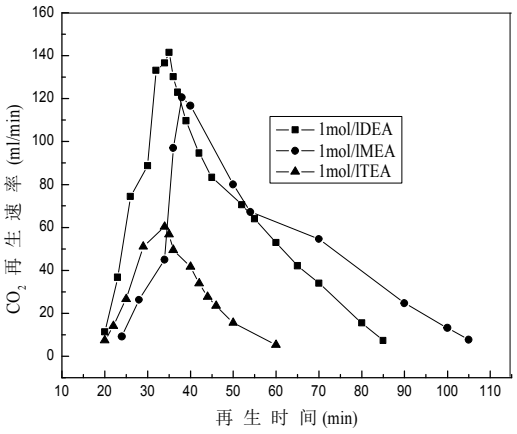


图 9 再生气体流量与再生时间关系曲线

在 40min 左右达到最大气量。对照实验结果，DEA 和 TEA 在 101.5℃达到最大气量，MEA 在 103℃达到最大气量，三种醇胺溶液都在 104℃达到共沸。再生结束，冷却到室温，测定三种醇胺溶液酸碱度：对照速率—PH 图和速率—mv 图可知，三种醇胺溶液再生后都没有恢复到初始状态，均有少量二氧化碳残留。吸收实验结束后，利用再生装置对富胺溶液进行再生，得到再生气量随时间变化曲线，如图 9 所示。看以得出在相同的油浴条件下，DEA 和 TEA 再生较容易，在 35min 时达到再生最大气量；MEA 再生较。

4 总 结

（1）对 MEA、DEA、TEA 吸收二氧化碳情况进行综合分析，得出 MEA 和 DEA 是优良的吸收剂，

适于烟气二氧化碳回收。

（2）做出速率—mv 曲线或速率—ph 曲线，就可以利用电位法或 PH 法对醇胺溶液吸收二氧化碳的程度进行估测分析，可应用于工业分析，是较新颖的方法。

（3）利用吸收量—ph 关系曲线或吸收量—电位关系曲线，可以基本确定某一时刻溶液对二氧化碳的吸收量值及吸收程度，同样适用于工业分析。

表 1 再生后醇胺贫液对应 PH 值和电位值

类别 / 名称	pH	电位/mv
MEA	10.53	-128
DEA	9.85	-89
TEA	10.36	-110

参 考 文 献

[1] 夏明珠，严荷莲.二氧化碳的分离回收技术与综合利用[J].现代化工,1999，19(5)：46～48.

[2] Gerald Parkinson . Solid adsorbent scrubs CO^2 from flue-gas[J].Chemical Engineering，2000,107(2)：21～24.

[3] 晏水平,方梦祥,张卫风等.烟气中CO2化学吸收法脱除技术分析与进展[J].化工进展,2006,25(9):1018～1024.

[4] Gerald O. Carbon dioxide gets grounded[J].Chemical Engineering，2000，107(3)：41～45.

[5] 费维扬,艾宁，陈健.温室气体CO2的捕集和分离[J].化进展，2005，24(1)：1～4.

[6] 肖九高.烟道气中二氧化碳回收技术的研究[J].现代化工,2004，24(5)：47～49.

[7] Macleam D L,Stookey D [J]. Hydrocarbon Processing, 1983, 62(8) :47～51.

[8] 雷怀彦,龚承林,官宝聪.注 CO^2 混相驱油藏筛选新方法[J].中国石油大学学报（自然科学版），2008，32(1):16～17.

[9] Akanksha，Pant K K，Srivastava V K.Mass transport correlation for CO_2 absorption in aqueous monoethanolamine in a continuous film contactor[J]．Chemical Engineering and Processing，2007，133(1):229～237.

[10] Xu G W，Zhang C F.Kinetics study on absorption of carbon dioxide into solutions of activated methyldieth anolam ine [J].Industrial and Engineering Chemistry Research,1992,31：921～927.

中石化参与竞购英国上市公司帝国能源

中石化(Sinopec)已向帝国能源公司(Imperial Energy)提出了收购方案，此举有可能打乱这家伦敦上市的油气勘探公司与印度石油天然气公司(ONGC)之间的收购谈判。

中国国有公司中石化上周与帝国能源进行了接洽，并正就一份正式收购邀约进行尽职调查。中石化又称中国石油(601857,股吧)化工股份有限公司。

此举是反映中国收购自然资源资产雄心的最新迹象，如果成功，将是中国公司对英国上市公司的最大一宗收购交易。帝国能源的资产大部分在俄罗斯；中石化已就提出收购的可行性征询过俄罗斯官方的意见。

预计帝国能源将在伦敦股市今日开市时，证实其已收到第二份收购方案。

帝国能源的股票是今年伦敦中等规模的石油股中表现最差的之一。在过去的 12 个月内，其股票曾涨至每股 14.27 英镑，也曾跌至每股 637 便士。上周五，其股票收于每股 10.74 英镑，使其股本估值为 11 亿英镑。