

海洋工程专题报告之二

行业公司专题报告

本报告的主要看点：

1. 国内首次深入分析全球海洋石油开发的现状及未来发展的趋势。
2. 国内首次全面分析中国近海、深水油气田未来开发的巨大潜力。
3. 看好未来 10 年中国深水开发，深水开发是国家意志，10 年内中国完全可以自主掌握深水技术。

海洋石油的黄金十年

基本结论

- 全球石油的供给形势则紧张：现今 80% 的石油产量来自 73 年以前开发的油田，其中大部分油田将面临每年 4%~6% 的产量衰退；全球新发现油田数量持续徘徊在低位，90 年代以来新发现油田的储量仅为当年产量的 1/3。
- 我们对海洋石油前景看好的重要理由来自陆上石油资源的逐步衰竭。目前国际石油界的普遍共识是，陆上油田尚有潜力的地区仅有中东、中亚等地，而过去 30 年东、西半球两个最重大的油田发现均来自海洋。
- 根据各种权威机构的数据源显示，海洋石油资源将是未来原油产量增长的重要来源，全球 50% 以上的油气产量和储量将来自海洋。
- 油价是投资海洋工程行业服务业的关键指标，结合各种因素，我们预计未来几年油价的运行区间为 60~100 美元/桶，随着经济增长运行区间将逐步上移，在此基础上，全球石油服务行业的收入将会稳步提高。
- 中国海上石油储量高、探明率低，未来十年海洋石油仍处于黄金发展期。
 - 近海看：中国近海总体勘探程度较低，处于勘探的早中期阶段。根据 05 年海洋油气评价，近海 7 大盆地可探明石油资源储量 93.7 亿吨，探明率为 26.4%；可探明天然气资源储量 3.93 万亿立方米，探明率为 10.9%。
 - 深水看：中国在南海的深水油气勘探处于起步阶段，油气田发现更是处于非常早期阶段，而南海具备形成世界级大油气田的地质结构。
- 中海油总公司深水勘探开发的战略目标是——深水大庆。具体来说，2020 年前，在深水投资 2000 亿元，打 800 口探井，2015 年南海深水区总产量达到 2500 万吨油当量，2020 年总产量 5000 万吨油当量。而中海油总公司 2010 年产量也不过 5000 万吨左右，中海油深海油气开发增量巨大。
- 目前制约中海油向深水进军的主要障碍来自：深海技术储备不足、深海装备能力不足、政治争议等。但未来十年上述问题将得到逐步解决。
 - 技术实现路径上，中海油将以在珠江口盆地发现的三大深水气田为切入点，采用中海油服、海油工程等国内公司联合掌握深水技术的国际公司一同开发的方式，全面掌握深水勘探开发技术。
 - 在深水装备方面，中海油总公司联同中海油服，海油工程将投资 150 亿元建立一支深水舰队，将于 2012 年时建造完毕。
- 我们认为开发南海是国家必然的战略。巴西利用 20 年就成为全球深水油气开发的领导者，其最重要的成功要素来自国家意志。当前南海开发已箭在弦上，中国在 10 年内将成为深水技术的掌握者。
- 相关受益公司为：中海油服、海油工程。

张昊 分析师 SAC 执业编号：S1130210010310
(8621)61038223
zhangh@gjzq.com.cn

刘波 分析师 SAC 执业编号：S1130206110211
(8621)61038283
liubo@gjzq.com.cn

董亚光 分析师 SAC 执业编号：S1130206110212
(8621)61038289
dongyaguang@gjzq.com.cn

内容目录

海洋石油开采是大势所趋	4
陆上石油资源紧缺	4
海上石油资源重要性日益突出	6
油价是衡量海上油气开采投资增加与否的关键指标	9
油价将维持高位运行并逐年上升	11
中国海上石油勘探开发仍有巨大潜力	13
近海油气勘探仅发现 1/3，尚有 2/3 待开发	13
南海深水油气田开发是国家意志的体现	17
未来十年将是中海油深水战略实施的关键时期	23
附录：储量更新表	24

图表目录

图表 1：未来全球石油消费量预测(百万桶/天)	4
图表 2：未来石油生产、消费预测(百万桶/天)	5
图表 3：90 年代以来全球新发现的油田储量仅为当年消费量的 1/3	5
图表 4：大型油田的发现日益减少	5
图表 5：十大非欧佩克石油公司有八家产量高峰或已出现(百万桶/天)	6
图表 6：在上一轮原油牛市中只有 OPEC 国家尚能维持产量增长(千桶/天)	6
图表 7：在上一轮石油牛市中，油价与非 OPEC 国家产量呈现极高的负相关性	6
图表 8：海上油田占尚未发现储量的 63%(10 亿桶)	7
图表 9：已发现但尚未开发的油田探明储量分布(10 亿桶)	7
图表 10：已发现但尚未开发的油田数量分布	7
图表 11：05 年后原油储量增量主要来自海洋	8
图表 12：2009 年新发现的油田中海上油田规模远高于陆上(百万桶原油当量)	8
图表 13：已发现但尚未开发的油田平均规模(百万桶)	8
图表 14：未来新增原油产量中海上石油占 50%左右	9
图表 15：海上石油产量占比将达到总产量的 30%	9
图表 16：全球主要海洋油气资源分布	9
图表 17：全球主要深海石油储量分布(10 亿桶)	9
图表 18：油价对石油 E&P 投资影响巨大	10
图表 19：通常油价领先 E&P 投资 1-2 年	10
图表 20：不同油价假设下油公司增加资本开支的比例	10
图表 21：不同油价假设下油公司减少资本开支的比例	10

图表 22：海洋石油开采的资本及运营支出(10 亿美元)	11
图表 23：深海石油资本性支出(10 亿美元)	11
图表 24：80 美元/桶是油价的一个重要分水岭	12
图表 25：向上爬坡的石油开采成本曲线.....	12
图表 26：OPEC 占石油产量份额逐年提高	13
图表 27：OPEC 富裕产能(百万桶/天)	13
图表 28：中国石油资源和主要油田分布.....	14
图表 29：第三次全国石油资源评价石油资源状况(2002)(亿吨).....	15
图表 30：中国近海主要含油气盆地新一轮油气资源评价(2005 年).....	15
图表 31：中国近海可探明石油资源分布(2005 年)	16
图表 32：中国近海可探明天然气资源分布(2005 年)	16
图表 33：中海油历年预探井数量	16
图表 34：中海油历年评价井数量	16
图表 35：中海油历年发现油田数量	17
图表 36：中海油历年地震勘探量(平方公里).....	17
图表 37：中海油历年油气产量	17
图表 38：中海油历年油气新发现量	17
图表 39：南海勘探密度尚处于极低水平.....	18
图表 40：南海主要沉积盆地分布	19
图表 41：南海海底地貌图	20
图表 42：南海六国七方对海域归属的争议	22
图表 43：06 年以来中海油尚未开发的油田	23
图表 44：中海油储量更新表.....	25
图表 45：北美上市石油公司储量更新表.....	26

海洋石油开采是大势所趋

陆上石油资源紧缺

- 石油在未来相当长的一段时间内仍将是全球最重要的基础能源。根据国际能源署(IEA)的预测,2030 年全球石油消费量为 1.05 亿桶/天,较 2008 年的 0.85 亿桶/天增长 25%左右,复合增长率为 1%。也即未来 22 年间,全球石油产量平均每年至少要保证 76.4 万桶/天的增量。
- 在 IEA 的预测中,发达国家(OECD 国家)的石油消费量已经越过高峰,以每年 0.3%的速率递减,而发展中国家则在城市化和工业化的因素影响下保持每年 2.2%的石油消费增长。

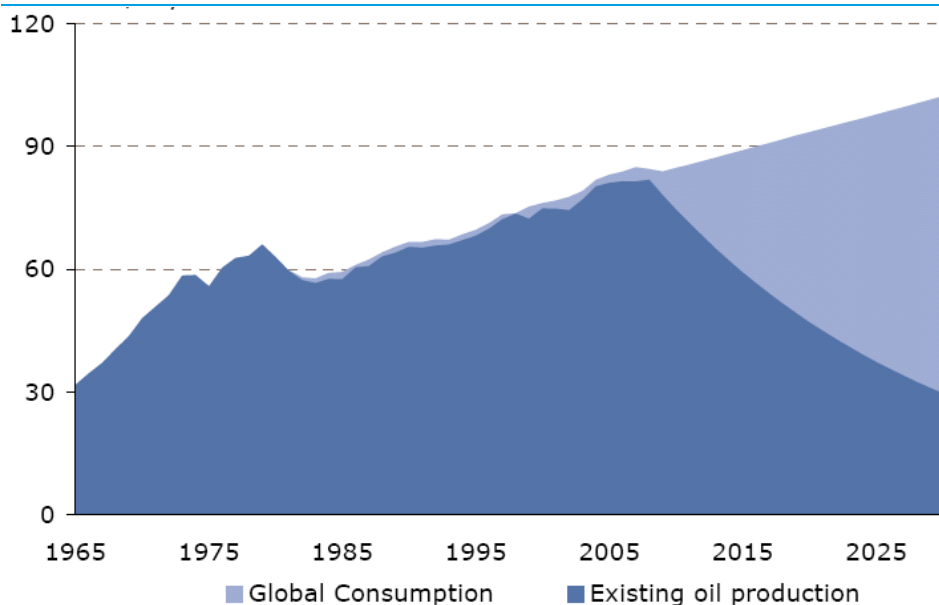
图表1：未来全球石油消费量预测(百万桶/天)

	1980	2000	2008	2015	2030	2008-2030 CAGR
OECD	41.3	44.7	43.2	41.2	40.1	-0.3%
North America	20.8	22.9	22.8	22.2	21.8	-0.2%
United States	17.4	19	18.5	17.9	17.2	-0.3%
Europe	14.4	13.6	13	12.2	12	-0.4%
Pacific	6.1	8.2	7.4	6.8	6.2	-0.8%
Japan	4.8	5.3	4.5	3.8	3.1	-1.6%
Non-OECD	20	26.6	35	40.2	56.2	2.2%
E. Europe/Eurasia	9	4.2	4.6	4.7	5.3	0.6%
Russia	n.a.	2.6	2.8	2.8	3.1	0.5%
Asia	4.4	11.2	15.8	19.6	30.7	3.0%
China	1.9	4.6	7.7	10.4	16.3	3.5%
India	0.7	2.3	3	3.8	6.9	3.9%
ASEAN	1.1	3	3.5	3.8	5.3	1.8%
Middle East	1.9	4.5	6.4	7.6	9.9	2.1%
Africa	1.2	2.2	2.9	2.9	3.7	1.1%
Latin America	3.4	4.5	5.3	5.4	6.6	1.0%
Brazil	1.3	1.9	2	2.1	2.8	1.4%
国际运输	3.4	5.2	6.5	7	8.9	1.5%
World	64.8	76.5	84.7	88.4	105.2	1.0%

来源：IEA World Energy Outlook、国金证券研究所

- 而未来全球石油的供需形势则较为紧张：首先，现今 80%的石油产量都来自于 1973 年以前开发的油田，其中大部分油田都已进入递减阶段，每年将面临 4%~6%的产量衰退；其次，全球新发现油田数量持续徘徊在低位，90 年代以来全球新发现油田的储量仅为当年产量的 1/3。
- 在我们看来，缓解上述局面的手段无非有两点：其一，继续挖掘常规石油的潜力，向将勘探活动延伸至更边远的地区，深海、极地地区尚有大量未发现的石油，同时通过技术革新提高老油田的采收率；其二，在石油价格足够高的时候，开采非常规石油，例如重油、油砂、油页岩、生物燃料等。

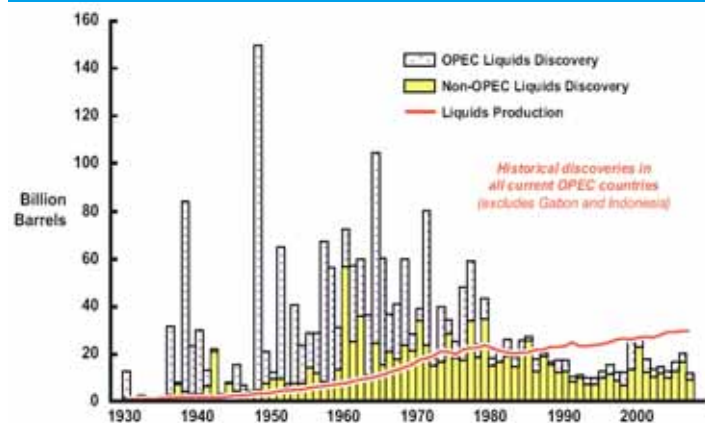
图表2：未来石油生产、消费预测(百万桶/天)



来源：BP、IEA、HIS CERA、国金证券研究所

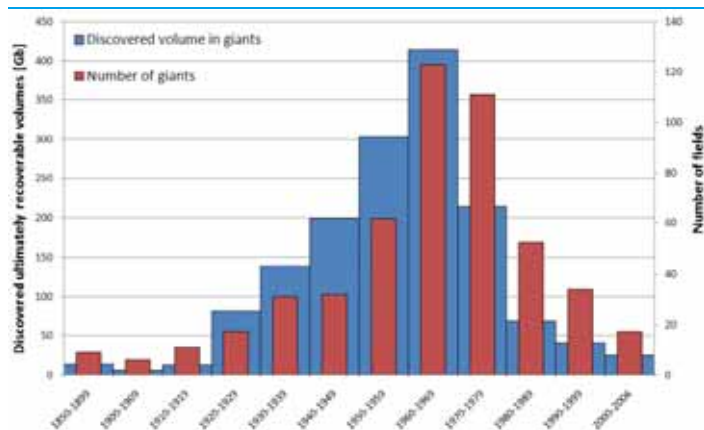
- 我们对海洋石油前景看好的重要理由之一来自陆上石油资源的逐步衰竭。目前 70%以上的石油储量来自 1980 年以前发现的油田，而 90 年代以来全球新发现的油田储量仅为当年消费量的 1/3。实际上，20 世纪 80 年代初油价走高时，石油勘探技术获得了长足的发展，而大型油田的发现数量则在低位徘徊，显示了陆上石油探明储量已接近顶点。
 - 2000 年以来，全球大型油田两个最激动人心的发现都来自于海洋。一个是过去 30 年全球最重大的石油发现，位于里海的哈萨克斯坦的卡沙甘(Kashagan)油田，其可采储量高达 70-90 亿桶；另一个是过去 30 年西半球全球最重大的石油发现，位于巴西深海盐下(Pre-Salt)油藏的 Tupi 油田，可采储量高达 50-80 亿桶。
 - 大型油田的体量太大了，很容易就被发现，因此未来陆上大油田的增长潜力只能来自于勘探密度尚且不大的地区。目前国际石油界的普遍共识是，陆上油田尚有潜力的地区仅有中东、中亚等地，而其他地区发现大型陆上油田的可能性很低。

图表3：90 年代以来全球新发现的油田储量仅为当年消费量的 1/3



来源：IHS CERA、国金证券研究所

图表4：大型油田的发现日益减少



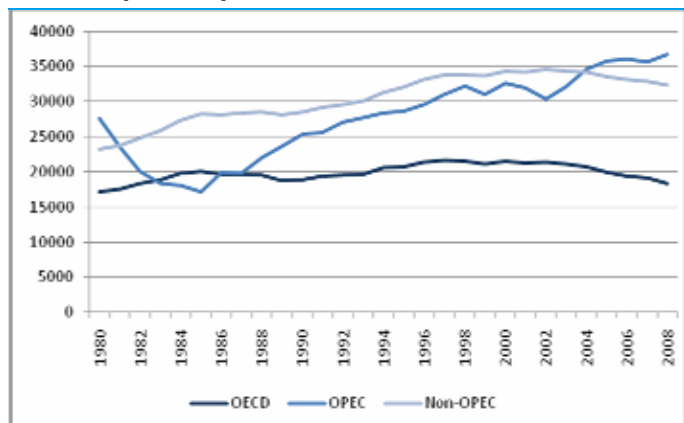
- 陆上石油储量逐步衰竭的另一个重要例证来自：在上一轮石油牛市中，只有 OPEC 国家能保证石油产量增长，而非 OPEC 国家的原油产量在 2002 年就已见顶，而上轮石油价格的牛市的起始时间恰巧是 2002 年。在长达 6 年的牛市中，非 OPEC 国家的石油产量逐步下滑，面对油价波澜壮阔的涨势，非 OPEC 国家并不是不想增加产量，而是实在没有能力。
- 据统计，2002 年前全球已有 52 个国家石油产量见顶，2008 年时有 66 个国家石油产量见顶，而其中绝大多数都为非 OPEC 国家。

图表5：十大非欧佩克石油公司有八家产量高峰或已出现(百万桶/天)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ExxonMobil	2496	2516	2571	2523	2681	2616	2404
BP	2018	2121	2531	2562	2475	2414	2410
PetroChina	2109	2119	2233	2270	2276	2312	2379
Shell	2359	2379	2253	2093	2030	1899	1771
Petrobras	1533	1701	1661	1847	1908	1920	1996
Chevron	1897	1823	1737	1701	1759	1783	1676
Total	1589	1661	1695	1621	1506	1509	1456
ConocoPhillips	891	1237	1242	1447	1698	1644	1367
ENI	921	981	1034	1111	1079	1020	1026
StatoilHydro	1112	1132	1135	1102	1058	1054	1056

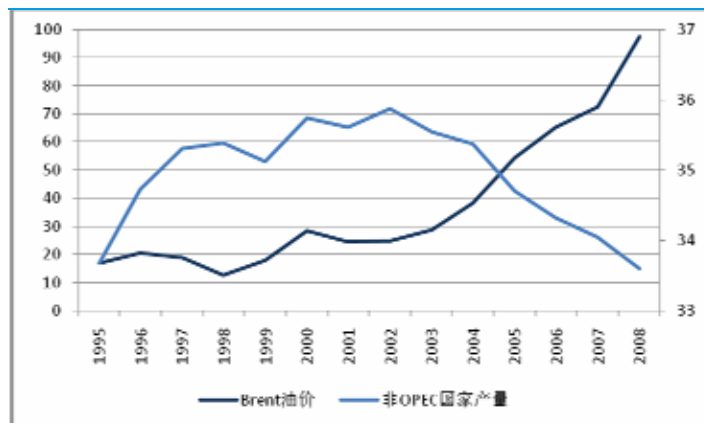
来源：DW、国金证券研究所

图表6：在上一轮原油牛市中只有 OPEC 国家尚能维持产量增长(千桶/天)



来源：BP、国金证券研究所

图表7：在上一轮石油牛市中，油价与非 OPEC 国家产量呈现极高的负相关性



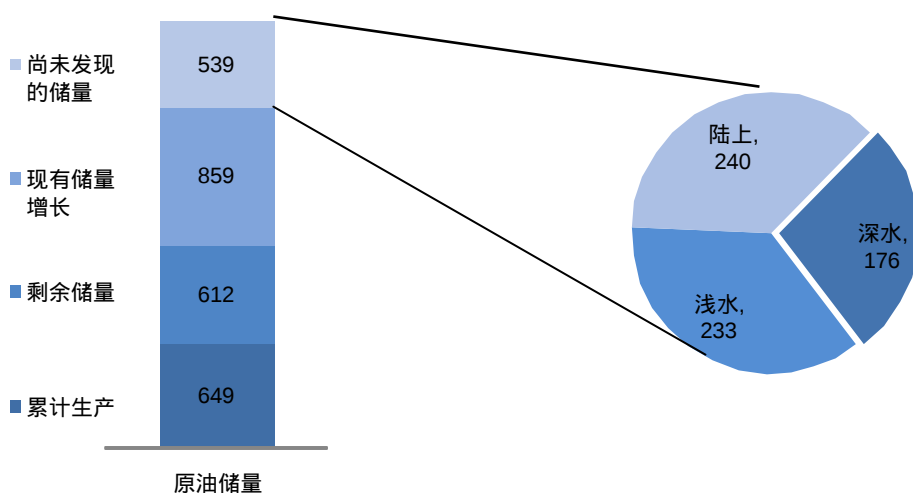
海上石油资源重要性日益突出

- 在可以预见的相当长一段时间内，海洋石油都是弥补陆上石油产量下滑的重要手段，海洋石油的开发尤其是深海石油开发将是大势所趋。
- 对于国际石油公司(IOC)而言，深海石油是其未来储量最大的增长来源。由于目前绝大部分陆上石油资源掌握在国家石油公司(NOC)手中，而大部分深海石油资源并未受到 NOC 的控制，且开采深海石油需要极高的技术、

装备能力，因此在储量增长的压力下及高油价的背景下，IOC 有很强的动力投资深海石油开采。

- 目前，各种权威机构的数据源显示，海洋石油资源将是未来原油产量增长的重要来源。需要说明的是，石油储量历来难以给出精确的量值，里面又含有探明(1P)、概算(2P)、可能(3P)储量等多种定义，我们仅是引用权威机构的数据来证明海洋石油的增长潜力。
- 根据美国地质局(USGS)的估算，未来全球石油可采储量为 21,200 亿桶，较 09 年底已探明储量 13,331 亿桶还可增长 60%左右，其中尚未发现的储量有 5390 亿桶，海洋石油占 63%。

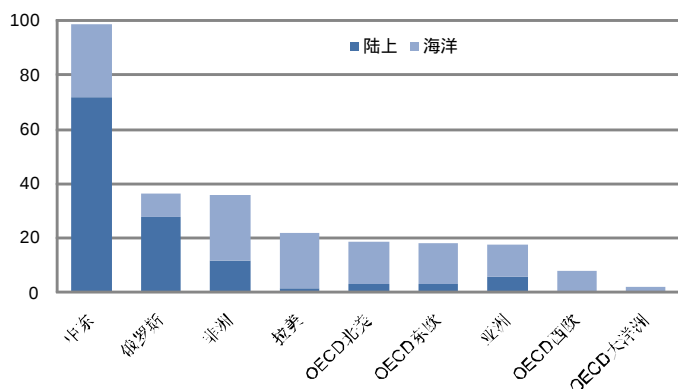
图表8：海上油田占尚未发现储量的63%(10 亿桶)



来源：USGS、国金证券研究所

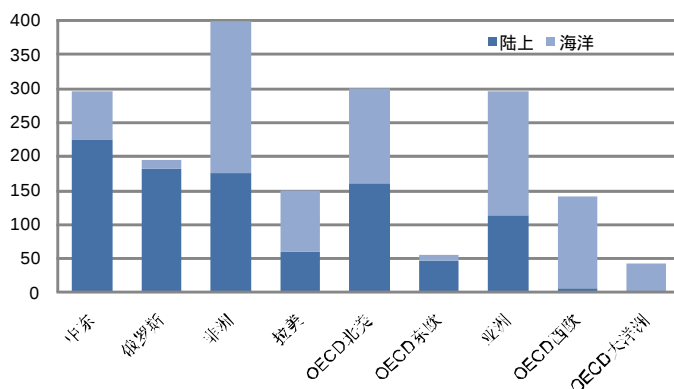
- IEA 在《2008 年国际能源展望》中给出：2007 年底全球已发现但尚未开发的油田储量为 2575 亿桶，其中海上石油占比高达 50%。预示着未来一段时间内，海上石油与陆上石油在对石油产量增量的贡献中将平分秋色。

图表9：已发现但尚未开发的油田探明储量分布(10 亿桶)



来源：IEA World Energy Outlook、国金证券研究所

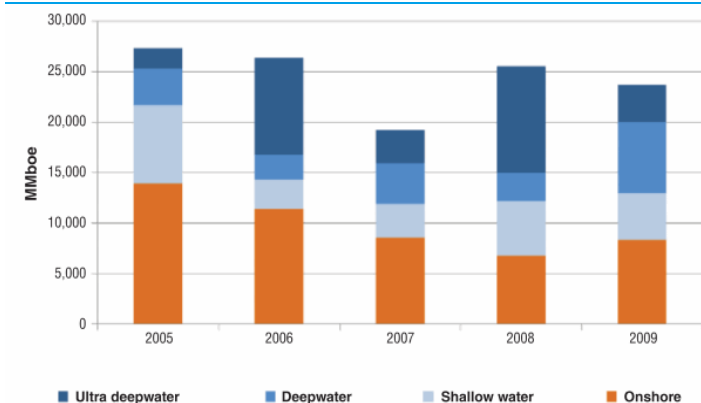
图表10：已发现但尚未开发的油田数量分布



- 根据剑桥能源协会(CERA)的数据，2005 年以来海洋油气占当年全部油气发现量比例逐年提高，一直维持在 50%以上，其中深海油气的发

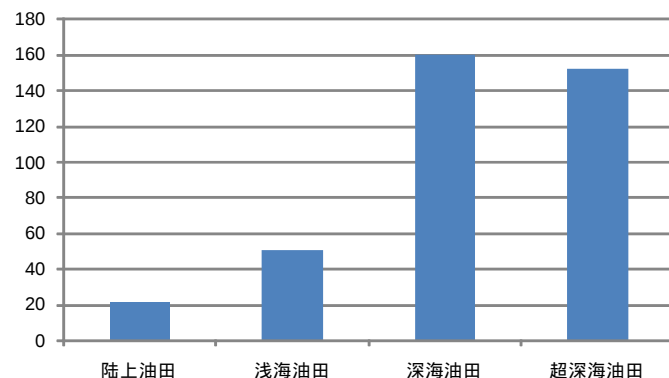
现量大幅增加。此外，新发现的深海油气田的平均储量规模达到 1.6 亿桶，是陆上油田的 8 倍。再次证明了海洋是未来发现大型油田可能性最大的领域。

图表11：05年后原油储量增量主要来自海洋



来源：IHS CERA、国金证券研究所 注：浅水(shallow water)定义为≤400 米或 1312 英尺、深水(deepwater)定义为>400 米同时≤1500 米或 4912 英尺，超深水定义为>1500 米

图表12：2009年新发现的油田中海上油田规模远高于陆上(百万桶原油当量)



来源：IHS CERA、国金证券研究所

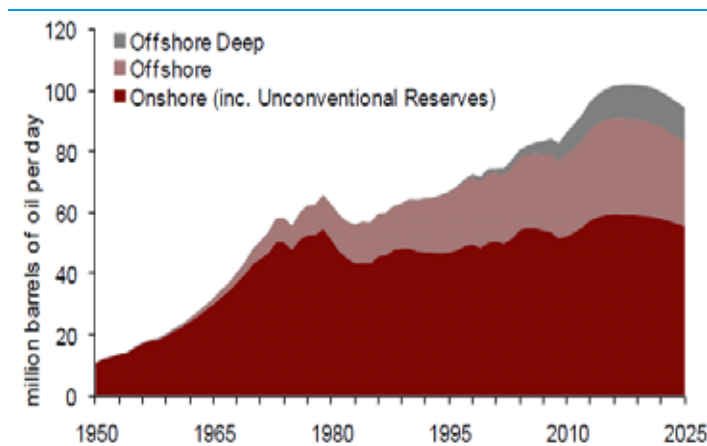
图表13：已发现但尚未开发的油田平均规模(百万桶)

	陆上	海洋	平均
OECD北美	28	102	62
OECD西欧	64	52	53
OECD大洋洲	33	48	47
俄罗斯	160	570	187
东欧/中亚	116	854	310
亚洲	58	60	59
中东	324	368	335
非洲	74	104	91
拉美	36	232	152
OPEC	213	182	201
非OPEC	84	119	103

来源：IEA World Energy Outlook、国金证券研究所

- 伴随着 2000 年来海上石油勘探的突破性进展，2009 年后海上石油对石油产量增长的贡献率超过 50%。根据 Douglas Westwood 预测，2015 年时海洋石油产量有望全球石油总产量的 30%，而深海石油将达到 12%，每天将生产 1000 万桶，较目前不到 500 万桶增长 1 倍以上，届时深海石油产量将与沙特的产量相当。

图表15：海上石油产量占比将达到总产量的30%



来源：DW、国金证券研究所

- 目前全球主要海洋油气资源集中在大西洋的“黄金三角”区域，即西非、巴西和墨西哥湾，此外北海、东南亚、中东地区也有较多的储量。而深海石油资源主要集中在大西洋两岸，即“黄金三角”+北海，而北海的石油开发已逐步饱和，未来产量增长最快速的地区将是“黄金三角”。

图表17：全球主要深海石油储量分布(10 亿桶)

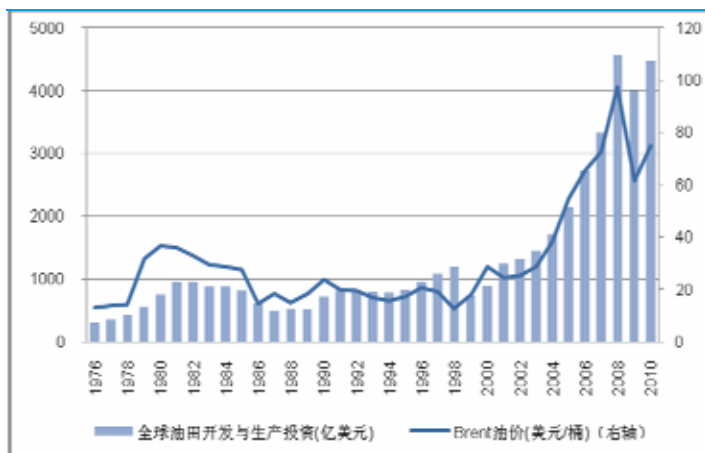


来源：USGS、国金证券研究所

- 石油公司的经营模式从某种意义上讲类似于房地产开发企业。石油公司获得在某个区块的经营权后，雇用专业公司完成勘探、开发、生产步骤，实现出产原油，从而“坐地生钱”。
- 海洋工程行业服务属于石油服务行业，服务于石油公司的海洋石油开采。石油服务业的收入主要来自石油公司的开发与生产(E&P)投资，因此石油公司的投资意愿是影响石油服务业景气程度的关键。
- 石油公司的投资意愿很大程度上取决于油价。当油价上涨时，石油公司的现金流入增加，从而可以获得更多的原油储量，此外高油价又促使石油公司加大生产投资，以期获得更高的石油产量。自 01 年以来原油价格上涨接近 5 倍，同期全球油田 E&P 投资也保持同比例变化。
 - Barclays 资本(雷曼兄弟)是预测全球油田 E&P 投资最权威的机构，其对 2010 年全球 E&P 投资的预测为 4470 亿美元。

- 展望未来，我们认为油价仍然处于长期向上的趋势，廉价石油时代已不会重现，全球油田开发与生产投资仍然会在油价上涨的趋势下保持上升。

图表18：油价对石油 E&P 投资影响巨大



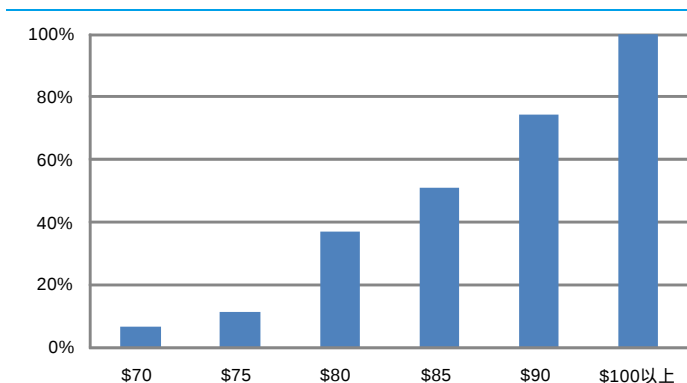
来源：Barclays capital，国金证券研究所

图表19：通常油价领先 E&P 投资 1-2 年



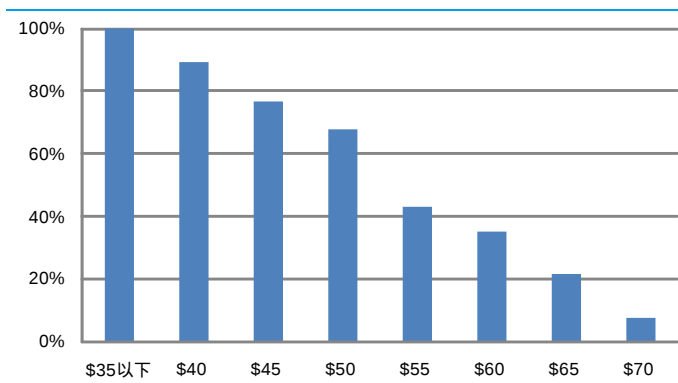
- 根据 Barclays 资本对全球石油公司 E&P 投资的最新调查显示：未来 2 年内，当油价处于 50 美元/桶以下时，50%以上的受访公司将会降低资本开支；当油价处于 85 美元/桶以上时，50%以上的受访公司将会增加资本开支。
- 目前大多数权威机构认为未来 12 个月油价的波动区间为 70~80 美元/桶，在此预期下，我们认为全球 E&P 投资将保持稳定。而一旦油价有效突破 85 美元/桶，石油服务企业的投资时点来临。

图表20：不同油价假设下油公司增加资本开支的比例



来源：Barclays capital，国金证券研究所

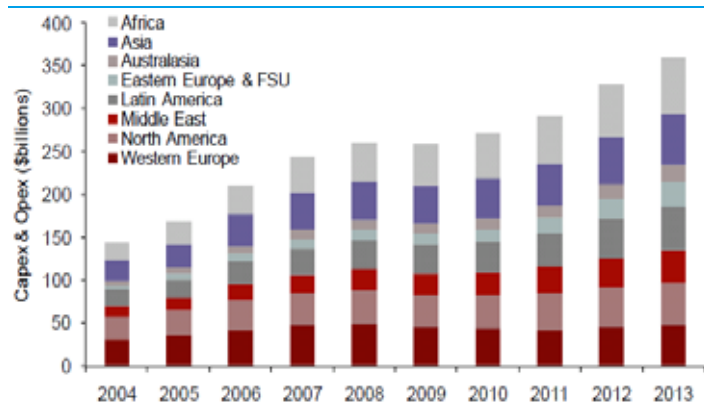
图表21：不同油价假设下油公司减少资本开支的比例



- 根据 Douglas Westwood 的预测，2013 年全球海上石油开采的资本及运营支出将达到 3600 亿美元，较 2009 年 2600 亿美元增长 38%。
 - 从地域分布看，除西欧有所下滑之外，其余各地都有增长；
 - 从增长动力看，由于油气产量及开采难度的增加，运营成本将大幅增长；另外一方面则是深海石油投资的增长。

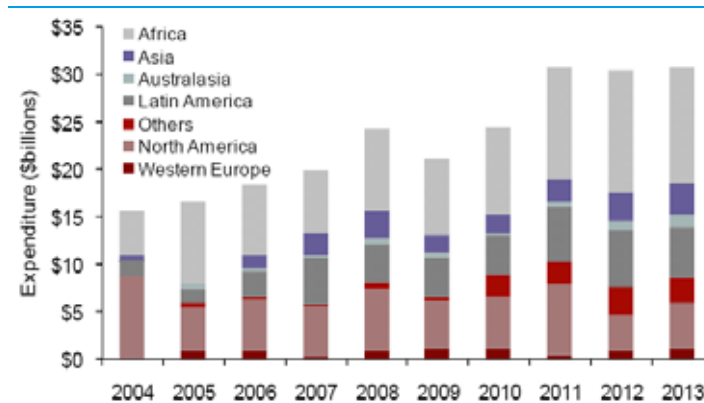
- 深海石油是海洋石油开采前景最为光明的领域。根据相关资料，世界海洋平均深度值约为 3730 米，水深 0-200 米仅占海洋总面积的 7.49%，水深在 6000 米以上仅占海洋总面积的 1.38%，90% 以上的水深在 200-6000 米之间，深海石油开发的潜力巨大。
- 我们预计 2015 年时，全球深海石油开采的勘探开发支出(F&D cost)将达到 500~600 亿美元，较 2010 年的 250 亿美元，至少有 1 倍的增速。我们的关键假设为：深海平均每桶原油的 F&D cost 为 15 美元/桶，深海石油储量更新率为 100%，2015 年深海石油产量为 1000 万桶/天。

图表22：海洋石油开采的资本及运营支出(10 亿美元)



来源：DW、国金证券研究所

图表23：深海石油资本性支出(10 亿美元)



油价将维持高位运行并逐年上升

- 虽然油价的短期走势难以预测，但判断中长期运行的区间还是有可能的。我们预计未来几年油价的运行区间为 60~100 美元/桶，随着经济增长运行区间将逐步上移。在此基础上，石油服务行业的收入将会稳步提高。
- 我们认为未来几年油价的上限与经济承受能力相关，目前如油价超过 100 美元/桶，则经济难以承受。但未来随着经济增长和通货膨胀，这个上限将逐年上移。
 - 以美国为例，自 1970 年以来，共发生过七次衰退，其中五次发生的时间对应石油消费超过美国 GDP4%，4 次对应石油消费超过美国 GDP5%。目前油价为 76 美元/桶，而 4% 的临界值为 80 美元/桶，5% 的临界值为 100 美元/桶。当油价超过 80 美元/桶时，美国经济衰退的风险加大，当油价超过 100 美元/桶时，美国经济出现衰退是大概率事件。

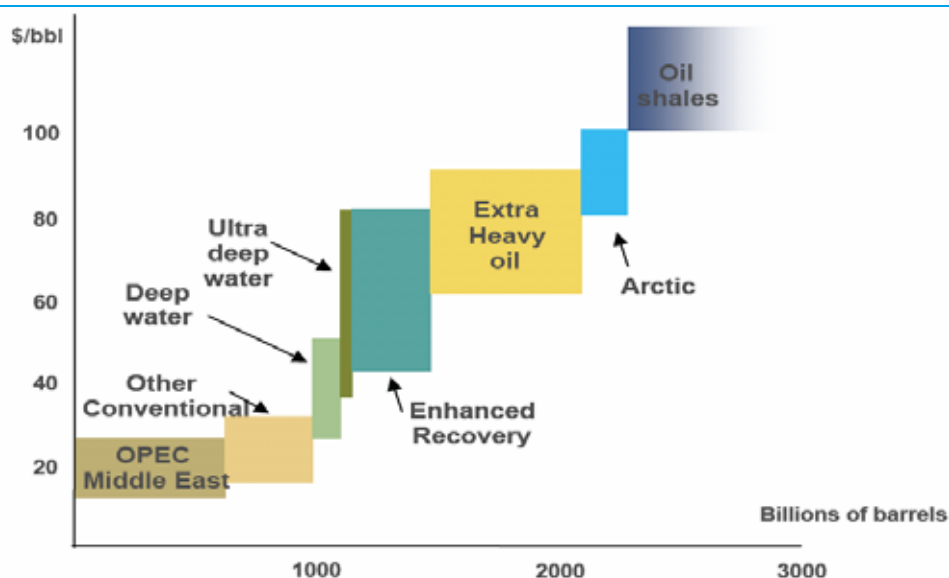
图表24：80 美元/桶是油价的一个重要分水岭



来源：DW、国金证券研究所

- 我们认为未来几年油价的下限与供给端关系密切，目前看，在需求端不出现意外的前提下，油价很难跌破 60 美元/桶。首先是向上爬坡的成本曲线，其次是日益提升的 OPEC 份额。
- 随着常规石油已很难满足全球日益增长的需求，世界不得不寻求开采成本更高的非常规石油，因此石油行业也经历了向上爬坡的成本曲线。根据 IEA 的数据，深海石油的开采成本在 30-50 美元/桶，超深海石油的开采成本在 36-82 美元/桶，而重油、油砂的成本更高。

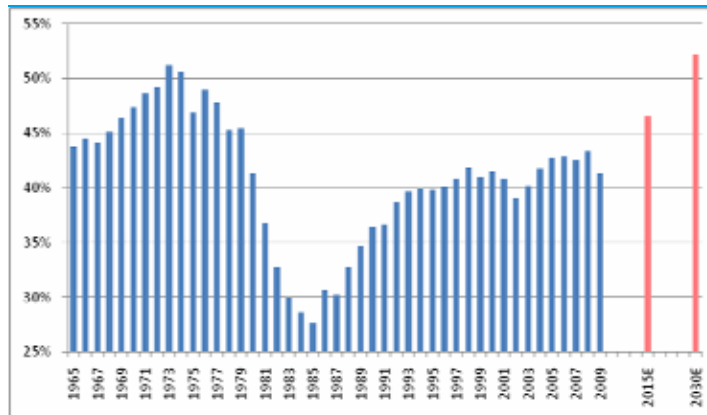
图表25：向上爬坡的石油开采成本曲线



来源：IEA World Energy Outlook、国金证券研究所

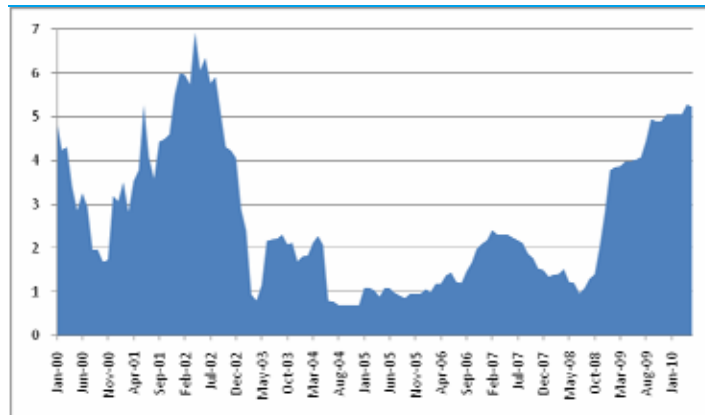
- 随着全球其他区域石油产量的回落，OPEC 国家占全球石油产量的份额将逐步提高，其对油价的话语权将加强。根据 IEA 的预测，2015 年时，OPEC 的产量份额将达到 46.5%，与 1970 年接近；而 2030 年 OPEC 的份额将达到 52.2%，超过 73 年石油危机时的比例。

图表26：OPEC 占石油产量份额逐年提高



来源：BP、IEA、国金证券研究所

图表27：OPEC 富裕产能(百万桶/天)



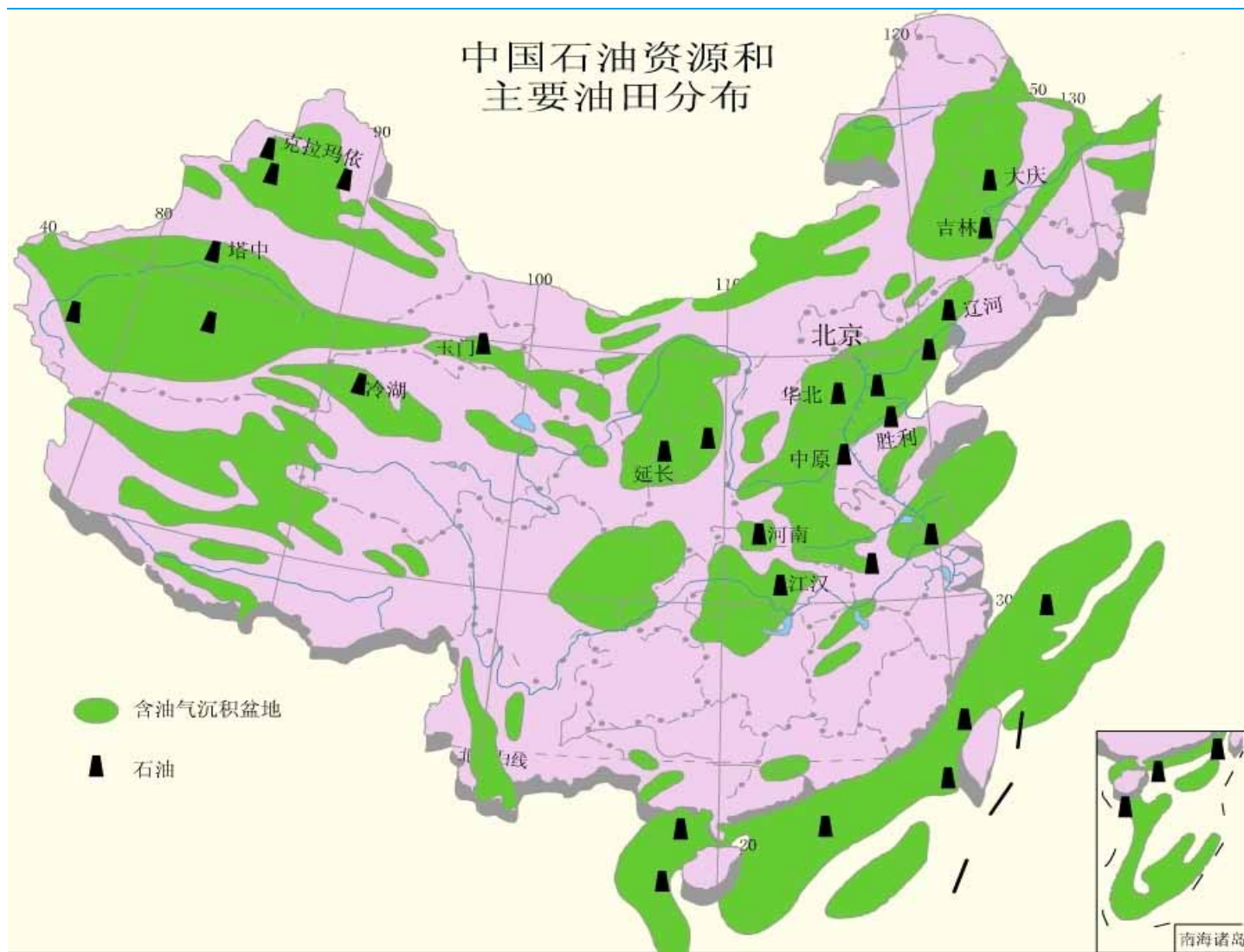
来源：EIA、国金证券研究所

中国海上石油勘探开发仍有巨大潜力

近海油气勘探仅发现 1/3，尚有 2/3 待开发

- 中国近海总体勘探程度较低，待发现油气资源约占总资源量的 2/3，油气发现潜力依然巨大。
 - 中国近海有 10 个含油气盆地，主要凹陷 50 余个，目前仅在 6 个盆地的 16 个凹陷中有较好的油气发现。剩余凹陷中，除少数凹陷已被证实不具备大规模成藏的地质条件外，其它凹陷勘探程度相对较低，勘探潜力有待证实。

图表28：中国石油资源和主要油田分布



来源：国金证券研究所

- 根据第三次石油资源评价结果，目前全国石油资源量为 1072.7 亿吨，已探明储量 225.6 亿吨，探明率在 39% 左右，其中海洋石油资源量为 246 亿吨，占总量的 22.9%。
- 从上述数据可以看出，我国石油资源的平均探明率为 38.9%，海洋仅为 12.1%，远远低于世界平均 73% 的探明率和美国 75% 的探明率，因此我国油气资源的探明率尤其是海洋很低，整体上处于勘探的早中期阶段。

图表29：第三次全国石油资源评价石油资源状况(2002)(亿吨)

	总资源量	可转化		已探明				总计可采储量
		资源量	转化率	储量	探明率	可采储量	采收率	
全国	1072.6	528.4	49.3%	205.7	38.9%	59.3	28.9%	127.5
陆上	826.6	430.0	52.0%	193.6	45.0%	56.6	29.2%	105.8
东部	480.7	277.4	57.7%	155.3	56.0%	48.2	31.0%	73.0
中部	77.5	30.5	39.4%	11.6	38.0%	2.0	16.9%	5.4
西部	259.4	122.0	47.0%	26.7	21.9%	6.5	24.2%	27.4
其他	9.0	0.1	1.1%	0.0	20.0%	0.0	0.0%	0.0
海洋	246.0	98.4	40%	12.1	12.3%	2.8	22.8%	21.8

来源：第三次全国油气资源评价、国金证券研究所

- 中海油对近海油气资源评价显示，国内近海油气资源潜力依然巨大，近海油气勘探开发处于早中期阶段。2004~2005 年中海油对全国近海 7 个主要含油气盆地(东海盆地、北黄海盆地除外)进行过一次全新的油气资源评价：7 大盆地共计可探明石油资源储量 93.7 亿吨，探明率为 26.4%；可探明天然气资源储量 3.93 万亿立方米，探明率为 10.9%。

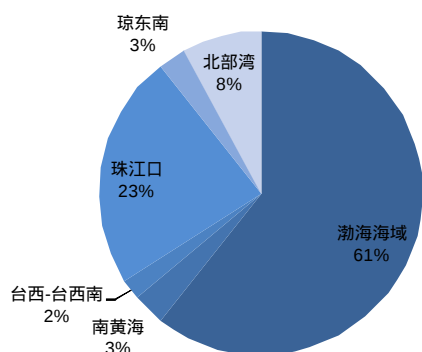
图表30：中国近海主要含油气盆地新一轮油气资源评价(2005 年)

盆地或地区	石油远景资源量 (亿吨)	石油地质资源量(亿吨)				天然气远景资源量 (亿立方米)	天然气地质资源量(亿立方米)			
		可探明地质资源量	探明地质储量	待探明地质资源量	探明程度		可探明地质资源量	探明地质储量	待探明地质资源量	探明程度
渤海海域	94.6	56.8	16.9	39.9	29.8%	10502	3146	428	2718	13.6%
南黄海	7.9	3	0	3	0.0%	19000	1847	0	1847	0.0%
台西-台西南	5.1	1.9	0.1	1.8	5.3%	4687	2052	614	1438	29.9%
珠江口	60.8	22	6.2	15.8	28.2%	19356	7427	535	6892	7.2%
琼东南	6.1	2.7	0	2.7	0.0%	19846	11142	1038	10104	9.3%
莺歌海	未计算	未计算	0	未计算	未计算	23767	13068	1607	11461	12.3%
北部湾	16.7	7.3	1.5	5.9	20.5%	1532	599	56	543	9.3%
合计	191.2	93.7	24.7	69.1	26.4%	98690	39281	4278	35003	10.9%

来源：《中国近海主要含油气盆地新一轮油气资源评价》、国金证券研究所

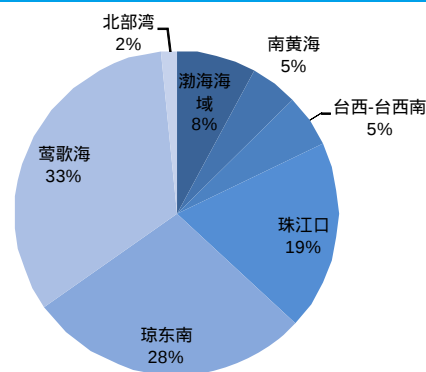
- 需要强调的是渤海是中国近海油气勘探及地质认识程度最高的区域，2005 年前中海油 50%以上的预探井、评价井集中在渤海，而南海等海域勘探程度较低，不排除未来在南海等地有重大油气资源发现的可能。

图表31：中国近海可探明石油资源分布(2005 年)



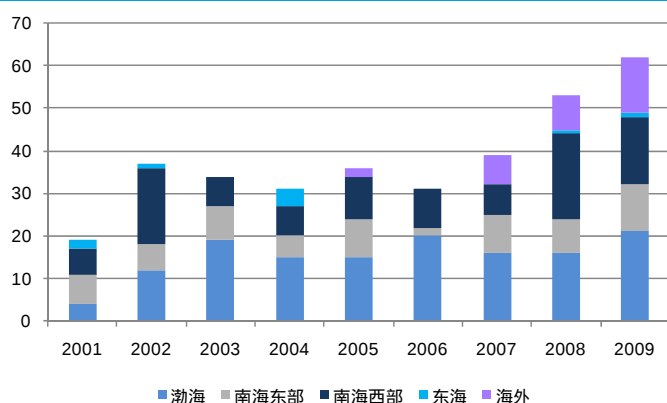
来源：《中国近海主要含油气盆地新一轮油气资源评价》、国金证券研究所

图表32：中国近海可探明天然气资源分布(2005 年)



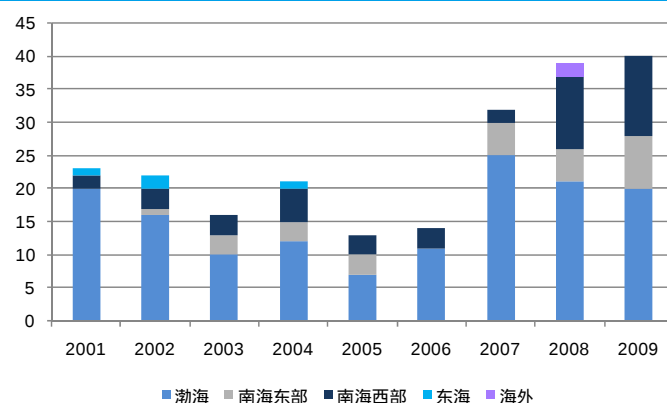
- 由于历史、政治、技术方面的原因，中国海洋石油的发展历来“重北轻南”。具体来说，目前海洋油气开发力量主要集中在北部的渤海地区，而占中国领海面积 1/2 以上的南海地区，开发区域仅集中在离香港 250 公里内的近海和海南岛周边。
- 从中海油历年的勘探数据看，呈现出产业链前端渤海占比低、南海占比高，产业链后端渤海占比高、南海占比低的特点。具体来说就是目前渤海是我国海洋石油发现的主力，而未来的储量增长将被南海接替。
 - 地震勘探量，渤海占 10%~15%，08 年后南海占 80%以上的份额；
 - 预探井、评价井，南海自 07 年以来增长明显，而渤海处于稳定状态；
 - 新发现油田数量，07 年后南海、渤海都处于稳定状态。

图表33：中海油历年预探井数量

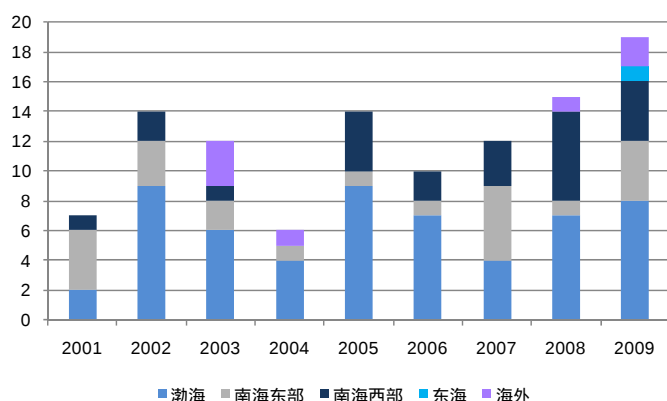


来源：中海油年报、国金证券研究所

图表34：中海油历年评价井数量

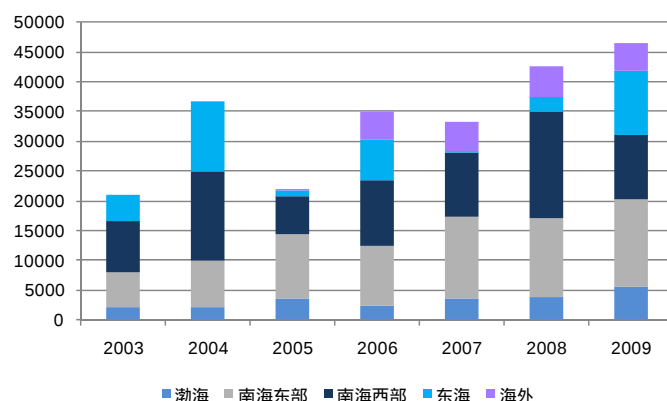


图表35：中海油历年发现油田数量

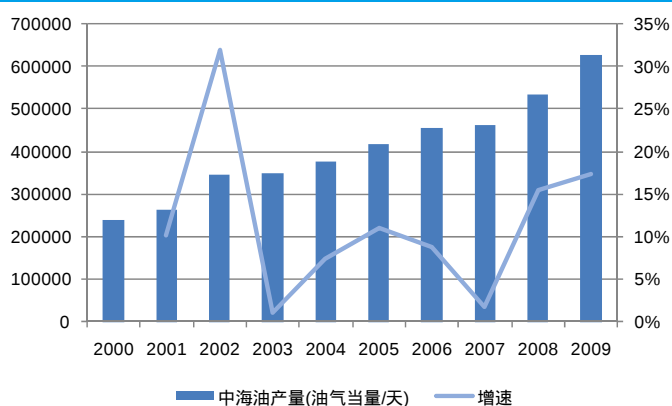


来源：中海油年报、国金证券研究所

图表36：中海油历年地震勘探量(平方公里)

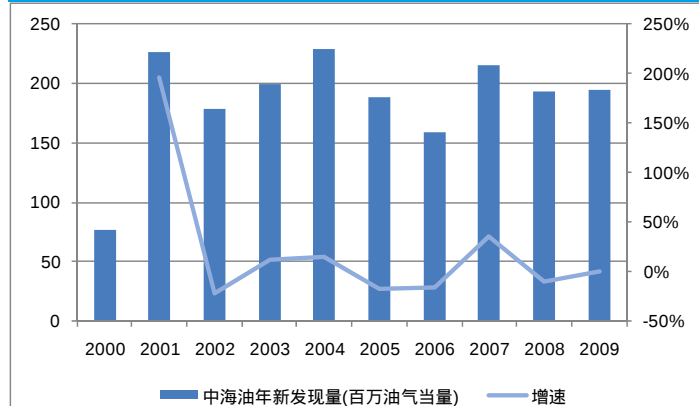


图表37：中海油历年油气产量



来源：中海油年报、国金证券研究所

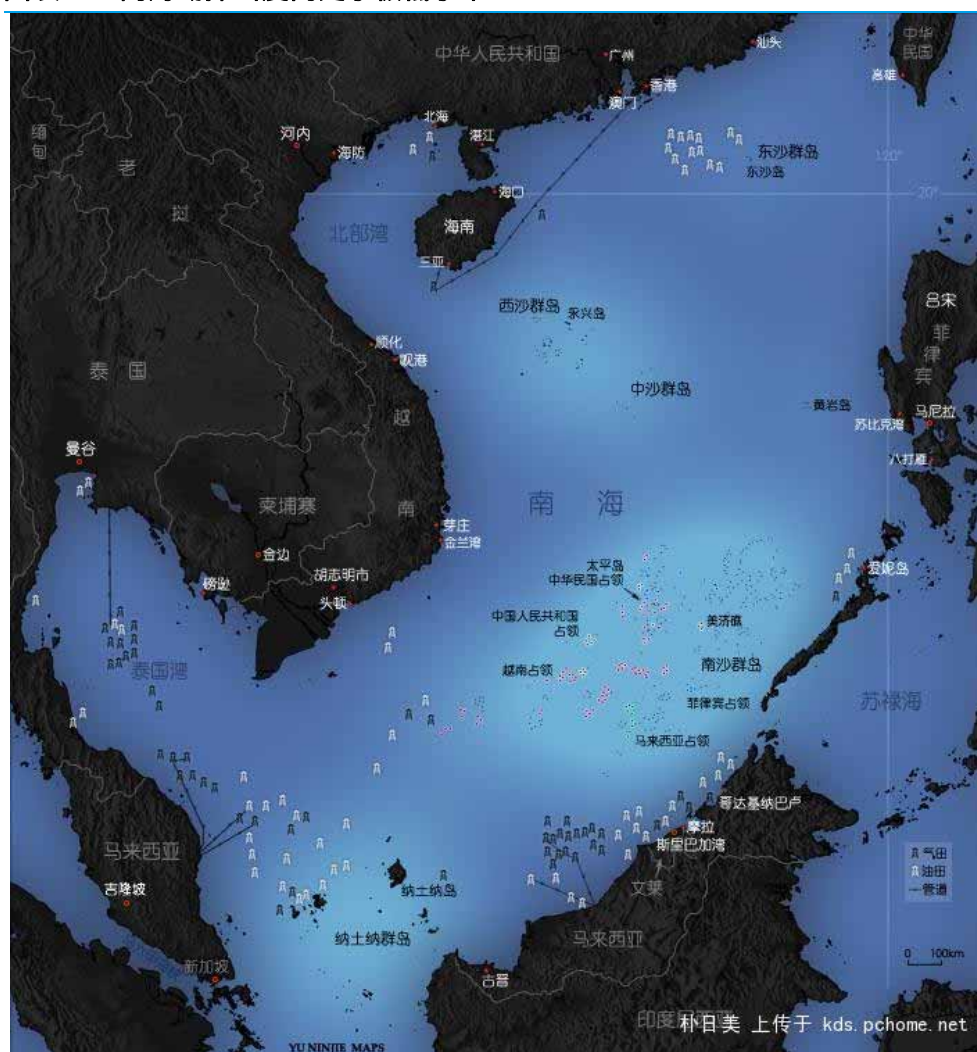
图表38：中海油历年油气新发现量



南海深水油气田开发是国家意志的体现

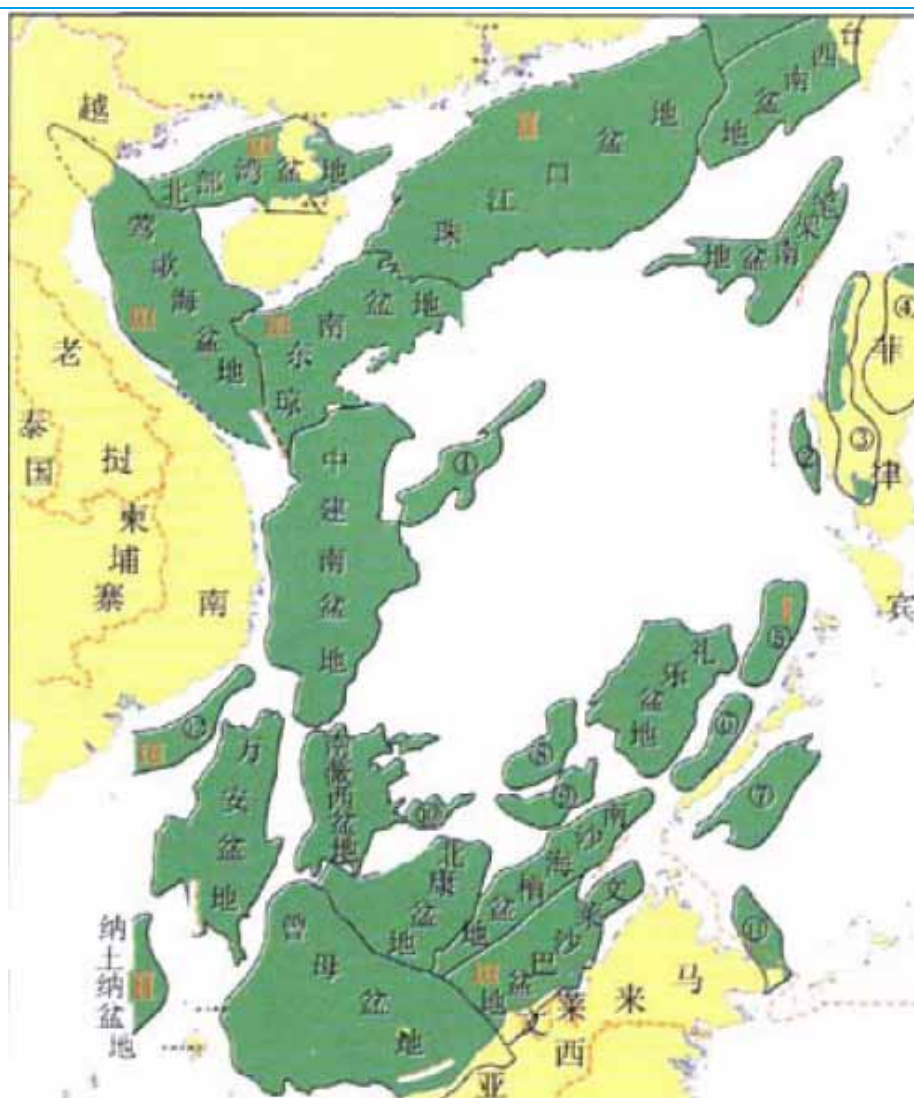
- 南中国海是西太平洋最大的边缘海之一，其海域面积共有 356 万平方公里，其中深水区面积占总面积 3/4 以上，平均水深 1,100 米。中国南海传统疆界内海域面积约为 210 万平方公里。
- 根据相关资料，南海北部深水海域有 6 个盆地，面积 20 万平方公里，天然气地质资源储量 1.5 万亿立方米，可采资源量 1 万亿立方米；南海南部深水争议区有 14 个盆地，面积 52 万平方公里，石油地质资源量达 63 亿吨，可采资源量约 18 亿吨，天然气地质资源量 3.8 万亿立方米，可采资源量 2.2 万亿立方米。
- 南海具备形成世界级大油田的地质结构。世界上深水勘探领域主要集中在被动大陆边缘盆地中，如巴西的 Campos 盆地、墨西哥湾盆地和西非近海的尼日尔三角洲盆地等。中国南海北部大陆边缘发育的一系列边缘海盆地也具有相似的构造背景，具有良好的烃源条件、储层、圈闭以及好的生储盖组合。

图表39：南海勘探密度尚处于极低水平



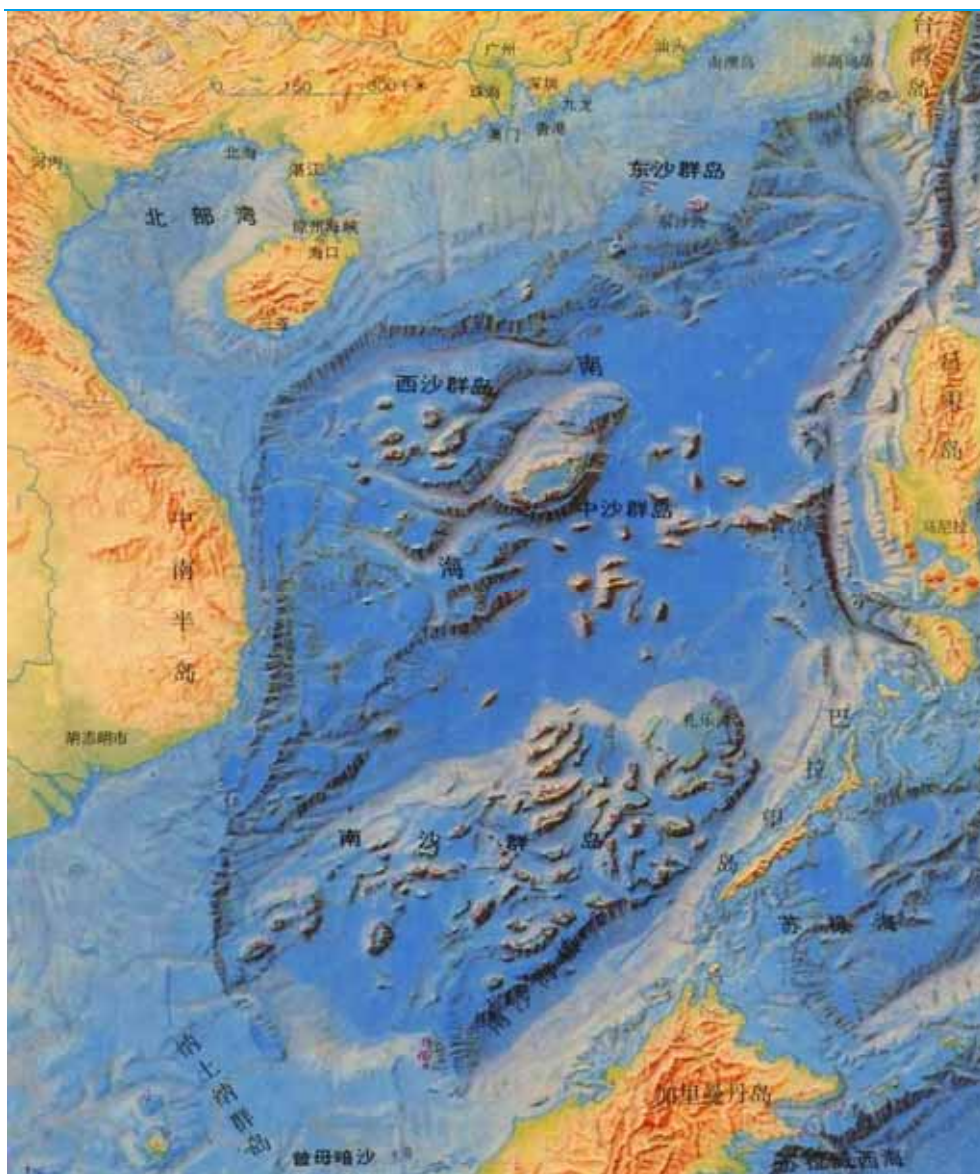
来源：国金证券研究所

图表40：南海主要沉积盆地分布



来源：《生物礁是南海北部深水重要勘探领域》、国金证券研究所

图表41：南海海底地貌图



来源：国金证券研究所

- **目前中国在南海的深水油气勘探处于起步阶段。**2002 年 12 月中海油才与 HUSKY 公司签订了第一个深水区合同，拉开了进军深水区的序幕。目前中海油在近海深水区划出了 7 万平方公里区块采取与国外公司合营作的方式共同开发，全部集中在南海北部的珠江口盆地。而近海其他 14 万平方公里的深水区准备自营开发。
- **南海北部深水区油气资源发现处于非常早期阶段。**自 02 年以来，短短的 8 年间，中海油与 HUSKY 分别于 06、09、10 年宣布发现荔湾 3-1、流花 34-2 及流花 29-1 三大深水气田，三者可采储量分别达到 1000 亿立方米以上，是目前中国最大的前三大海上天然气气田发现。上述三大发现标志着中国南海深水海域的资源潜力正在得到进一步的展现，将激励中国继续推进深水勘探计划。
- **目前制约中海油向深水进军的主要障碍来自：深海技术储备不足、深海装备能力不足、政治争议、恶劣的自然环境。**
- 深水油田勘探、开发和生产模式与浅水有本质不同，可以说浅水中所采用的技术在深水大多不能采用，具体而言，中国要具备深水开发能力必需率

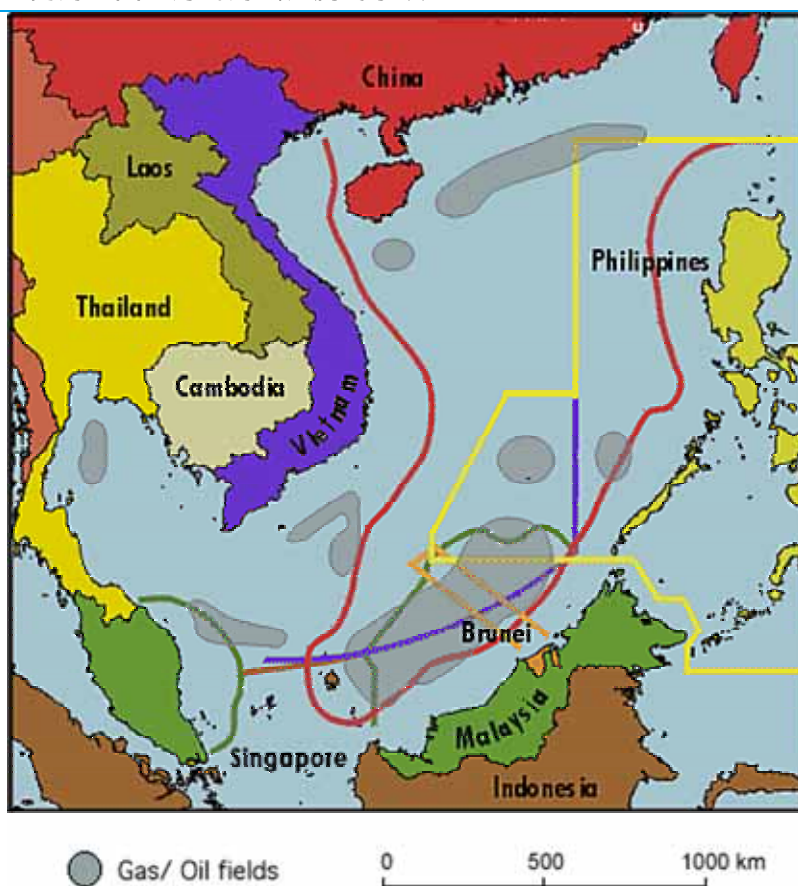
先攻克：钻井立管技术、深水钻井技术、水下井口技术、动力定位技术、深水安装及铺管技术、深水油气田流动安全保障技术等。

- 深水立管技术：立管是连接海底防喷器组和浮动式海上钻探装置的钢管，主要是用来隔绝海水，导入钻具和套管，以及构成泥浆循环的通道。由于钻井立管时刻处于张紧状态，随着水深增加顶部拉力相当大，例如，深水 1800 米时，直径 16 英寸立管，顶部需要提供约 900t 的拉力。因此，深海的材料均为高强耐腐蚀合金材料。同时，为减少顶部的张拉力，常在隔水套管的外部增设轻质材料，增加管子的浮力。由于深水立管除水流、波浪外，必须考虑平台的升沉、漂移和摇摆、深水压力和温度应力、立管的涡激振动和疲劳问题。因此，立管技术已成为深海开发工程的重要技术专项。
- 深水钻井技术：当钻取深水井时，当深度增加到 2000 米时，由于泥浆密度与海水密度的差异，立管内的泥浆静水压力会达到 400 ~ 500kg/cm²，而立管外的海底水压力仅有 200kg/cm²，冗长的泥浆柱和巨大的压力差带来了诸多技术挑战：井壁稳定性差；对钻井液要求高、排量大、井眼清洗难；地层破裂压力窗口窄，易发生下喷上漏或上喷下漏；海水段温度低、温度梯度变化大，一般固井材料不能满足固井要求。
- 水下井口技术：水下井口是固定海底井位、悬挂套管导引钻具实现井控的重要装备。它包括井口装置、防喷器组、隔水管组、控制系统和辅助设备等。水下井口系统应具备可靠的控制系统，灵活的液压动力装置，可视监测系统和可靠的连接、解脱接口等。此外，制作水下井口装备的材料应具有良好的耐腐蚀性能，在高压下接口具有严格的密封性能。水下井口系统报价高昂，目前只能依靠进口。
- 动力定位技术：深水钻采平台、工程船舶常用的定位方式有锚泊定位和动力定位。从技术和经济双重角度考虑，一般认为水深 1500m 以内宜采用锚泊定位；大于 1500m 水深宜采用动力定位。动力定位一般采用水下声纳定位系统与 DGPS 卫星定位系统作为参考系，通过实时测量出的位置与设定正确位置对比，通过计算机运算迅速指令动力装置(推进器)启动，将平台推回到预定位置。目前，中国深水浮式平台的定位技术和关键设备依然依靠进口。
- 深水安装及铺管技术：深水立管、出油管等管道的安装是通过铺管船等专用安装设备进行的。海上铺管船由运货驳船修改演变而来，是当今世界上最复杂、技术含量最高、最昂贵的船只之一。由于海流和波浪的存在，铺管船在波浪中的运动将导致管道应力的变化等，因此技术难度较高。深水铺管采用 J 型铺设，与浅水的拖曳铺设、S 型铺设不同。
- 深水油气田流动安全保障技术：深水海底为高静压、低温环境，对海底管道提出了更为严格的要求。在深水油气混输管道中，由多相流自身组分、海底地势起伏、运行操作等带来的问题，如段塞流、析蜡、水化物、腐蚀、固体颗粒冲蚀等，对生产的正常进行和海底集输系统的安全运行造成严重威胁。流动保障性是为了确保使石油和天然气以可靠的、可管理的、有利的方式从油藏成功地输送到目的地。
- 深水设备是制约中国深水勘探开发的瓶颈，主要包括：深海地质调查装备、深海钻井平台装备、深海采油平台装备、深海管道(含)及铺管船装备、大型浮吊船装备、大型运输平驳、水下井口装置、深海遥控潜水器(ROV)、海洋综合探测器(AUV)等。
- 中长期看，南海的争议将是阻碍中国深水开采的另一重要因素。由于历史问题，南海的六国七方对海域归属有极大的争议。目前中国实际控制的海域为东沙、中沙、西沙群岛及周围的海域，而南沙则处于复杂的局面下。
- 在中国的传统海疆内，有油气资源潜力的深海面面积达 72 万平方公里，不存在争议的为 20 万平方公里，争议深海区 52 万平方公里。从可能存在的油气沉积盆地看，在中国海域不存在争议的为珠江口、台西

南、琼东南、北部湾、笔架南盆地、莺歌海盆地等 6 大盆地，存在争议的为中建南盆地、南薇西盆地、万安盆地、礼乐盆地等 14 大盆地。而我国目前仅在珠江口、莺歌海盆地进行过少量的勘探，即使在不存在争议的地区勘探密度仍然十分有限，未来在尚未勘探的地区发现大型油气田的可能性很大。

- 自然环境的恶劣是影响南海开发的又一重要因素，具体来说主要受制于：台风、内波流、沙波沙脊等自然灾害。
 - 南中国海是世界上台风最频繁的地区之一，全世界台风最频繁的地区第一就是南海所属的西北太平洋，超过墨西哥湾所属的西北太平洋。
 - 内波流是南海所特有的、严重的、频繁的海洋自然灾害。它是由海洋中海水的密度、质量差异而形成的一种复杂的海洋流，其在南海最快的速度可达到 2 米/秒，其力量可以将一座平台在瞬间摧毁，其能量非常巨大，几分钟或几十分钟内可将一座大型的轮船移位几十公里。
 - 南中国海的海洋地质条件非常复杂，沙地沙沟比较明显，而且沙波沙脊是移动的，其速度能达到每年 300 米左右，这对海底附近油气田的生产设施和管线是一个巨大的挑战。

图表42：南海六国七方对海域归属的争议



来源：国金证券研究所

图表43：06年以来中海油尚未开发的油田

	时间	勘探发现	位置	合作/自营	时间	勘探发现	位置	合作/自营	
1	07年1季	渤中28-2东	渤海湾	自营	25	07年4季	番禺10-2	南海东部	自营
2	07年3季	渤中29-4南	渤海湾	自营	26	07年4季	番禺11-5	南海东部	自营
3	08年3季	渤中29-5	渤海湾	自营	27	07年4季	番禺35-2	南海东部	自营
4	08年4季	渤中35-2	渤海湾	自营	28	09年3季	番禺10-4	南海东部	自营
5	09年1季	渤中2-1	渤海湾	自营	29	09年3季	番禺35-2	南海东部	自营
6	09年1季	渤中29-1	渤海湾	自营	30	08年1季	陆丰17-2	南海东部	合作
7	06年4季	锦州31-6	渤海湾	自营	31	09年3季	陆丰7-1	南海东部	合作
8	08年4季	锦州32-4	渤海湾	自营	32	08年1季	流花4-1	南海东部	自营
9	09年3季	锦州20-2北	渤海湾	自营	33	09年4季	流花34-2	南海东部	合作
10	06年1季	歧口18-2东	渤海湾	自营	34	10年1季	流花29-1	南海东部	合作
11	06年2季	曹妃甸22-2	渤海湾	合作	35	09年1季	荔湾3-1	南海东部	合作
12	06年3季	旅大6-2-1	渤海湾	自营	36	09年3季	东方1-1	南海东部	自营
13	08年4季	旅大22-1南	渤海湾	自营	37	06年3季	涠洲6-12S	南海西部	合作
14	07年1季	垦利20-1	渤海湾	合作	38	07年2季	涠洲11-7	南海西部	自营
15	08年1季	垦利3-2	渤海湾	自营	39	07年2季	涠洲11-8	南海西部	自营
16	08年3季	垦利10-1	渤海湾	自营	40	07年2季	涠洲6-1南	南海西部	自营
17	10年1季	垦利6-4	渤海湾	自营	41	07年3季	涠洲11-2	南海西部	自营
18	08年1季	秦皇岛35-2	渤海湾	自营	42	08年1季	涠洲6-3	南海西部	自营
19	09年1季	秦皇岛29-2	渤海湾	自营	43	08年4季	涠洲6-8北	南海西部	自营
20	09年2季	秦皇岛36-3	渤海湾	自营	44	09年3季	涠洲12-2	南海西部	自营
21	09年3季	秦皇岛35-4	渤海湾	自营	45	08年1季	文昌19-1北	南海西部	自营
22	10年1季	秦皇岛33-1	渤海湾	自营	46	08年4季	文昌13-6北	南海西部	自营
23	09年1季	绥中36-1南	渤海湾	自营	47	08年4季	文昌13-6南	南海西部	自营
24	10年2季	蓬莱9-1	渤海湾	自营	48	09年1季	文昌15-3	南海西部	自营
					49	09年1季	文昌8-3东	南海西部	自营
					50	09年1季	乌石1-4	南海西部	自营
					51	10年1季	恩平24-2	南海东部	自营

来源：中海油年报、国金证券研究所

未来十年将是中海油深水战略实施的关键时期

- 中海油总公司深水勘探开发的战略目标是——深水大庆。具体来说，2020年前，在深水投资 2000 亿元，打 800 口探井，2015 年南海深水区总产量达到 2500 万吨油当量，2020 年总产量 5000 万吨油当量能力。
- 中海油总公司深水技术创新总目标为：到 2015 年要突破走向深水的两大瓶颈问题，1) 要实现从 300 到 3000 米的深水技术的重点跨越；2) 要建立一支以 3000 米水深半潜式钻井平台为旗舰的深水作业舰队。到 2020 年实现 1500-3000 米水深勘探开发队伍、装备和能力，深水油气田勘探开发技术达到世界先进水平。
- 具体目标为：攻克八大关键技术、建造八项重大装备。
 - 八大关键技术包括：深水钻完井及设备相关技术、深水平台及系泊定位技术、水下井口/水下生产系统技术、深水管道及技术、深水施工安装及铺管技术、深水环境荷载分析与风险评估技术、深水油气田流动安全保障技术、深水工程经济评价技术。
 - 八项重大装备包括：3000 米水深半潜式钻井船、3000 米水深多功能钻井浮船、3000 米水深 2X8000 吨起重铺管船、深水大型地球物理勘探船、深水工程地质勘察船、大马力三用工作船、50000 吨运输驳船、深水 ROV、AUV 等。
- 在技术的实现路径上，中海油将通过与国外石油公司合作的方式获得深水勘探、开发、生产的宝贵经验。例如，在珠江口盆地划出数个区块与 HASKY 等公司合作勘探，以发现的深水油气田为切入点，进行公开招标，招标条件明确中海油服、海油工程等国内公司联合中标的国际公司一同开发，为国内企业提供了宝贵的学习深海油气田生产安装的技术经验。

- 在深水装备方面，中海油总公司联同下属的中海油服，海油工程将投资 150 亿元建立一支深水舰队，已下订单或者即将下订单的船队包括：4 艘半潜式平台(海洋石油 981 号、Pioneer、Innovator、Promoter)、1 艘深水工程勘察船(海洋石油 708)、1 艘深水起重铺管船(海洋石油 201)、1 艘多功能水下工程船、3 艘三用工作船(海洋石油 697、698、699)、1 艘半潜式自航工程驳船。上述船舶大部分将在 2012 年前全部交付，也即 **2012 年时中海油将经具备全套的深水开发装备。**
- 长远看南海争议区的深水石油开发处置策略大概率将是“搁置争议、共同开发”，但由于相关争议方只有中国具备深水开发的能力，**未来争议区的深水油田很可能是中海油主导勘探开发，其他国家参与利润分成的局面。**
 - 1990 年，中国对外正式提出了“搁置争议，共同开发”南海的主张；
 - 2002 年，中国与东盟各国签署了《南海各方行动宣言》，强调通过友好协商和谈判，以和平方式解决南海争议；
 - 2005 年，中海油、菲律宾国家石油公司及越南国家石油和天然气公司签署了为期 3 年的《在南中国海协议区三方联合海洋地震工作协议》，该协议区面积为 14.2 万平方公里，三方共同投资合作进行南海地质勘探。
- 巴西在深海石油开采的成功经验对我们判断未来中国深海石油开采的前景具有良好的指导意义。同为发展中国家，巴西在开展深海石油开发之初的基础要远落后中国当前的实力，巴西在 70-80 年代还是“贫油国”，石油几乎全靠进口，但巴西励精图治 20 年，成为全球技术领先的深海石油勘探开发国家。总结巴西的成功经验，主要来自：
 - 首先是“被逼无奈”，巴西陆上油田匮乏，海洋石油虽然丰富，但 75% 以上位于深海。巴西浅海面积很小，大陆架很陡峭，离岸不足 100 公里水深就达到 1500、2000 米。
 - 其次是执行主体单一，巴西只有一家石油公司，即巴西石油公司(Petrobras)，一旦国家制定了战略，其在执行时往往可以倾注全力集中全国的资源。
 - 最后是目标明确，巴西石油公司为了开发深海油田制定了为期 15 年，分三个阶段的技术发展规划：1) 1986-1991，目标是形成 1000 米水深的开发能力；2) 1992-1999，目标是形成 2000 米水深的开发能力；3) 当前，目标是形成 3000 米水深的开发能力。这种有计划的深海技术研究，极大的促进了巴西深海技术的进步。
- 我们认为中国在深水石油的勘探开发首要的成功要素是——国家意志。从巴西在深海石油开采的成功经验看，只要国家下定决心，10 年内中国完全有可能成为深水技术的掌握者。从近年来国家对深海石油开发技术的投入，政策的支持看，2020 年中国成为全球领先的深海石油开采者的可能性是相当大的。

附录：储量更新表

图表44：中海油储量更新表

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	3-Year	5-Year
Production:												
Gas Production(mmc/d)	197.3	194.5	287.7	276.7	350.7	369.9	490.4	569.9	652.1	695.9	639.3	555.6
Liquids Production(b/d)	205479	230137	298630	304110	317808	356164	372603	367123	424658	509589	433790	406027
Total Production(boe/d)	238356	262557	346575	350228	376256	417808	454338	462100	533333	625571	540335	498630
% Gas Production	0.14	0.12	0.14	0.13	0.16	0.15	0.18	0.21	0.2	0.19	0.2	0.19
% Oil Production	0.86	0.88	0.86	0.87	0.84	0.85	0.82	0.79	0.8	0.81	0.8	0.81
Proven Reserves:												
Gas Reserves(bcf)	3250	3248	3548	4105	4603	5395	6231	6223	5647	5962	5944	5892
Oil Reserves(mmbbls)	1216	1279	1425	1431	1451	1453	1488	1564	1580	1670	1605	1551
Total Proven Reserves(mmboe)	1758	1820	2016	2115	2218	2352	2527	2601	2521	2664	2595	2533
% Gas Reserves	0.31	0.3	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41	0.4	0.37	0.37	0.38	0.39
% Oil Reserves	0.69	0.7	0.71	0.68	0.65	0.62	0.59	0.6	0.63	0.63	0.62	0.61
Proven Reserve Life Index	20.2	19	15.9	16.5	16.2	15.4	15.2	15.4	13	11.7	13.3	14.1
Proven Reserve Additions:												
Gas Additions(bcf)	-10	69	405	710	626	927	1015	200	-338	569	431	2373
Oil Additions(mmbbls)	49	147	255	121	136	132	171	210	171	276	657	960
Total Additions(mmboe)	47.3	158.5	322.5	239.3	240.3	286.5	340.2	243.3	114.7	370.8	728.8	1355.5
Addition Components(mmboe):												
Extensions, Discoveries and Additions	76.8	226.7	178.2	199.7	228.2	188.2	158.3	215.2	193.7	194.7	603.5	950
Acquisitions	0	0	183.2	76.7	32.8	125.5	158.7	0	0	9.7	9.7	293.8
Dispositions/Other	-41	0	0	0	0	0	0	0	-22.3	-7	-29.3	-29.3
Revisions of Estimates	11.5	-68.2	-38.8	-37	-20.7	-27.2	23.2	28.2	-56.7	173.5	145	141
Components as % of Total Additions(mmboe):												
Extensions, Discoveries and Additions	1.623	1.43	0.552	0.834	0.949	0.657	0.465	0.884	1.689	0.525	0.828	0.701
Acquisitions	0	0	0.568	0.32	0.137	0.438	0.466	0	0	0.026	0.013	0.217
Dispositions	-0.866	0	0	0	0	0	0	0	-0.195	-0.019	-0.04	-0.022
Revisions of Estimates	0.243	-0.43	-0.12	-0.155	-0.086	-0.095	0.068	0.116	-0.494	0.468	0.199	0.104
Additions as % of Production:												
Gas	-0.139	0.972	3.857	7.03	4.891	6.867	5.67	0.962	-1.42	2.24	0.616	2.34
Oil	0.653	1.75	2.339	1.09	1.172	1.015	1.257	1.567	1.103	1.484	1.383	1.296
Total	0.544	1.654	2.549	1.872	1.75	1.879	2.051	1.443	0.589	1.624	1.232	1.49
Additions as % of Reserves:												
Gas	-0.003	0.021	0.114	0.173	0.136	0.172	0.163	0.032	-0.06	0.095	0.073	0.403
Oil	0.04	0.115	0.179	0.085	0.094	0.091	0.115	0.134	0.108	0.165	0.409	0.619
Total	0.027	0.087	0.16	0.113	0.108	0.122	0.135	0.094	0.045	0.139	0.281	0.535
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	3-Year	5-Year
Capital Expenditures(US\$million):												
Exploration	74	120	188	160	235	249	411	803	917	1070	2790	3450
Development	505	478	750	967	1491	2045	2851	3494	4475	5564	13533	18429
Acquisitions	0	0	572	191	427	555	4670	0	144	149	293	5519
Other	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na
Total Expenditures	578	599	1510	1318	2152	2848	7932	4297	5537	6783	16617	27397
Expenditures as % of Total(US\$million):												
Exploration	0.027	0.201	0.124	0.122	0.109	0.087	0.052	0.187	0.166	0.158	0.168	0.126
Development	0.873	0.799	0.497	0.733	0.693	0.718	0.359	0.813	0.808	0.82	0.814	0.673
Acquisitions	0	0	0.379	0.145	0.198	0.195	0.589	0	0.026	0.022	0.018	0.201
Cashflow(US\$million)	1618	1251	1761	2062	2308	4054	4972	5364	7868	7279	20511	29537
Cashflow(US\$/boe)	18.6	13.05	13.92	16.13	16.8	26.58	29.98	31.8	40.42	31.88	34.67	32.46
Recycle Ratio	2.8x	3.5x	3.0x	2.9x	1.9x	2.7x	1.3x	1.8x	1.0x	1.8x	1.6x	1.6x
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	3-Year	5-Year
F&D Costs(US\$/boe):												
Exploration & Development(incl. Revisions)	6.55	3.78	6.73	6.93	8.32	14.25	17.97	17.66	39.36	18.02	21.81	20.05
Acquisition Costs	na	na	3.12	2.49	12.99	4.42	29.43	na	na	15.4	30.34	18.78
All Sources(incl. Revisions)	6.55	3.78	4.68	5.51	8.96	9.94	23.32	17.66	40.42	17.95	21.92	19.78
Exploration & Development(excl. revisions)	7.53	2.64	5.26	5.65	7.56	12.19	20.6	19.97	27.84	34.08	27.05	23.03
Acquisition Costs	na	na	3.12	2.49	12.99	4.42	29.43	na	na	15.4	30.34	18.78
All Sources(excl. revisions)	7.53	2.64	4.18	4.77	8.25	9.08	25.02	19.97	28.59	33.2	27.1	22.03

来源：国金证券研究所

图表45：北美上市石油公司储量更新表

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	3-Year	5-Year
Production:													
Gas Production(mmcfd)	57,733.8	63,776.6	69,915.8	75,888.1	80,409.7	82,213.8	81,365.9	83,619.5	84,629.7	88,121.2	88,633.8	87,128.2	85,274.0
Liquids Production(b/d)	16,301,762	17,506,174	18,092,090	19,418,334	20,306,790	20,906,548	20,620,255	20,732,758	20,520,121	20,108,532	20,138,434	20,255,696	20,424,020
Total Production(boe/d)	25,924,064	28,135,600	29,744,730	32,066,343	33,708,403	34,608,846	34,181,231	34,669,350	34,625,068	34,795,401	34,910,737	34,777,068	34,636,357
% Gas Production	37%	38%	39%	39%	40%	40%	40%	40%	41%	42%	42%	42%	41%
% Oil Production	63%	62%	61%	61%	60%	60%	60%	60%	59%	58%	58%	58%	59%
Proven Reserves:													
Gas Reserves(bcf)	296,551	319,036	347,221	364,191	375,571	391,268	403,587	412,149	416,487	426,078	433,089	425,218	418,278
Oil Reserves(mmbbls)	70,535	76,842	78,988	83,946	87,050	86,526	84,726	83,957	81,005	79,733	88,016	82,918	83,487
Total Proven Reserves(mmboe)	119,960	130,015	136,858	144,644	149,645	151,737	151,990	152,649	150,419	150,746	160,197	153,788	153,200
% Gas Reserves	41%	41%	42%	42%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	45%	46%	46%
% Oil Reserves	59%	59%	58%	58%	58%	57%	56%	55%	54%	53%	55%	54%	54%
Proven Reserve Life Index	12.8	12.7	12.7	12.4	12.2	12.1	12.2	12.1	11.9	11.9	12.6	12.1	12.1
Proven Net Reserve Additions:													
Gas Additions(bcf)	41441.2	43419.7	52152.6	44010.3	39130.7	45400.8	49423.6	50208.9	39285.6	42583.2	45753.5	127622.3	227254.8
Oil Additions(mmbbls)	10091.7	11917.5	8583.1	11890.9	10418.3	7135.9	7072.4	8865.5	5679.4	6248.3	11374.5	23302.2	39240.1
Total Additions(mmboe)	16998.6	19154.1	17275.2	19225.9	16940.1	14702.7	15309.7	17233.6	12227.0	13345.5	19000.1	44572.6	77115.9
Addition Components(mmboe):													
Extensions,Discoveries and Additions	7920.0	8903.6	11028.3	10293.6	12367.5	11645.1	10551.5	10110.5	8940.3	8701.5	13409.8	31051.6	51713.6
Acquisitions	6895.0	9285.7	5057.2	7865.4	5720.3	4300.1	4926.4	6857.8	3049.1	2068.0	2172.8	7289.9	19074.1
Dispositions/Other	(2710.0)	(3327.9)	(903.6)	(1684.2)	(2634.9)	(1881.3)	(1625.9)	(1805.8)	(4906.6)	(1732.2)	(2602.9)	(9241.7)	(12673.4)
Revisions of Estimates	4893.6	4292.7	2093.3	2751.1	1487.1	638.7	1457.7	2071.1	5144.2	4308.2	6020.4	15472.8	19001.6
Components as % of Total Additions(mmboe):													
Extensions,Discoveries and Additions	46.6%	46.5%	63.8%	53.5%	73.0%	79.2%	68.9%	58.7%	73.1%	65.2%	70.6%	69.7%	67.1%
Acquisitions	40.6%	48.5%	29.3%	40.9%	33.8%	29.2%	32.2%	39.8%	24.9%	15.5%	11.4%	16.4%	24.7%
Dispositions	-15.9%	-17.4%	-5.2%	-8.8%	-15.6%	-12.8%	-10.6%	-10.5%	-40.1%	-13.0%	-13.7%	-20.7%	-16.4%
Revisions of Estimates	28.8%	22.4%	12.1%	14.3%	8.8%	4.3%	9.5%	12.0%	42.1%	32.3%	31.7%	34.7%	24.6%
Additions as % of Production:													
Gas	196.7%	186.5%	204.4%	158.9%	133.3%	151.3%	166.4%	164.5%	127.2%	132.4%	141.4%	133.8%	146.0%
Oil	169.6%	186.5%	130.0%	167.8%	140.6%	93.5%	94.0%	117.2%	75.8%	85.1%	154.7%	105.1%	105.3%
Total	179.6%	186.5%	159.1%	164.3%	137.7%	116.4%	122.7%	136.2%	96.7%	105.1%	149.1%	117.0%	122.0%
Additions as % of Reserves:													
Gas	14.0%	13.6%	15.0%	12.1%	10.4%	11.6%	12.2%	12.2%	9.4%	10.0%	10.6%	30.0%	54.3%
Oil	14.3%	15.5%	10.9%	14.2%	12.0%	8.2%	8.3%	10.6%	7.0%	7.8%	12.9%	28.1%	47.0%
Total	14.2%	14.7%	12.6%	13.3%	11.3%	9.7%	10.1%	11.3%	8.1%	8.9%	11.9%	29.0%	50.3%
Capital Expenditures(US\$million):													
Exploration	\$10,557	\$13,233	\$16,052	\$15,560	\$16,705	\$17,972	\$24,011	\$33,372	\$38,887	\$47,290	\$42,114	\$128,291	\$185,675
Development	\$36,664	\$44,589	\$58,144	\$63,079	\$85,984	\$92,907	\$117,304	\$148,810	\$168,065	\$203,219	\$171,987	\$543,271	\$809,385
Acquisitions	\$28,974	\$48,245	\$31,923	\$42,729	\$24,544	\$38,808	\$57,281	\$120,935	\$54,164	\$88,857	\$54,862	\$197,883	\$376,099
Other	\$32	\$128	\$189	\$57	\$95	(\$637)	(\$908)	(\$1,333)	(\$1,352)	(\$1,898)	(\$3,160)	(\$6,410)	(\$8,651)
Total Expenditures	\$76,226	\$106,195	\$106,308	\$121,424	\$127,328	\$149,050	\$197,688	\$301,785	\$259,764	\$337,468	\$265,803	\$863,035	\$1,362,508
Expenditures as % of Total(US\$million):													
Exploration	13.8%	12.5%	15.1%	12.8%	13.1%	12.1%	12.1%	11.1%	15.0%	14.0%	15.8%	14.9%	13.6%
Development	48.1%	42.0%	54.7%	51.9%	67.5%	62.3%	59.3%	49.3%	64.7%	60.2%	64.7%	62.9%	59.4%
Acquisitions	38.0%	45.4%	30.0%	35.2%	19.3%	26.0%	29.0%	40.1%	20.9%	26.3%	20.6%	22.9%	27.6%
Cashflow(US\$million)	\$74,304	\$124,469	\$115,510	\$114,176	\$152,983	\$182,416	\$234,012	\$264,692	\$282,064	\$357,569	\$260,105	\$899,737	\$1,398,441
Cashflow(US\$/boe)	\$7.85	\$12.12	\$10.64	\$9.76	\$12.43	\$14.44	\$18.76	\$20.92	\$22.32	\$28.15	\$20.41	\$23.63	\$22.12
Recycle Ratio	2.0x	2.6x	1.8x	1.7x	1.9x	1.6x	1.6x	1.3x	1.5x	1.3x	1.7x	1.5x	1.5x
F&D Costs(US\$/boe):													
Exploration & Development(incl. Revisions)	\$3.69	\$4.38	\$5.65	\$6.03	\$7.41	\$9.03	\$11.77	\$14.96	\$14.69	\$19.26	\$11.02	\$14.43	\$14.07
Acquisition Costs	\$4.20	\$5.20	\$6.31	\$5.43	\$4.29	\$9.02	\$11.63	\$17.63	\$17.76	\$42.97	\$25.25	\$27.14	\$19.72
All Sources(incl. Revisions)	\$3.87	\$4.72	\$5.85	\$5.81	\$6.50	\$8.99	\$11.67	\$15.85	\$15.16	\$22.38	\$12.30	\$16.04	\$15.17
Exploration & Development(excl. revisions)	\$5.96	\$6.49	\$6.73	\$7.64	\$8.30	\$9.52	\$13.39	\$18.02	\$23.15	\$28.79	\$15.97	\$21.63	\$19.24
Acquisition Costs	\$4.20	\$5.20	\$6.31	\$5.43	\$4.29	\$9.02	\$11.63	\$17.63	\$17.76	\$42.97	\$25.25	\$27.14	\$19.72
All Sources(excl. revisions)	\$5.16	\$5.84	\$6.61	\$6.69	\$7.04	\$9.35	\$12.79	\$17.78	\$21.67	\$31.32	\$17.05	\$22.51	\$19.25

来源：国金证券研究所

特别声明：

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的惟一因素。本报告亦非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向任何人作出邀请。国金证券未有采取行动以确保于此报告中所指的证券适合个别的投资者。国金证券建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。国金证券及其关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息、所载资料或意见。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载的观点并不代表国金证券的立场，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

上海

电话：(8621)-61038311

传真：(8621)-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：200011

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号紫竹
国际大厦 7 楼**北京**

电话：(8610)-66215599-8832

传真：(8610)-61038200

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100032

地址：中国北京西城区金融街 27 号
投资广场 B 座 4 层**深圳**

电话：(86755)-82805115

传真：(86755)-61038200

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳福田区金田路 3037 号
金中环商务大厦 2805 室