

鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告

阿派斯油藏技术（北京）有限公司

二〇一八年一月

鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告

项目负责人：芦文生

储量评估师：丁文文

王树华

阿派斯油藏技术（北京）有限公司



二〇一八年一月

目 录

1 前言	1
1.1 阿派斯油藏技术（北京）有限公司.....	1
1.2 项目概况	2
1.3 储量评估结果汇总	4
1.4 PRMS-SPE 石油资源管理系统定义简介	4
2 气田概况	9
2.1 自然地理及交通条件	9
2.2 勘探开发简况	9
2.3 勘探开发进展	11
3 气藏地质特征	12
3.1 地层特征	12
3.2 构造特征	13
3.3 沉积相特征及砂体展布	13
3.4 储层特征	14
3.5 气藏特征	15
4 气藏开发现状	17
4.1 生产现状	17
4.2 生产井动态特征	19
4.3 废弃产量及废弃压力	29
5 储量评估	30
5.1 OGIP 计算	30
5.2 未来工作计划	33
5.3 储量分级分类及评估方法	44
5.4 投资与成本估算	47
5.5 价格	54
5.6 税收	56
5.7 储量评估结果	56
5.8 储量可靠性评价	61
6 潜力和风险分析	62
6.1 潜力分析	62
6.2 风险分析	63
6.3 保障措施	63

1 前言

1.1 阿派斯油藏技术（北京）有限公司

阿派斯油藏技术（北京）有限公司是 2006 年成立的油气田勘探、开发和储量资产评估咨询服务公司。公司主营业务是为国内外油公司提供各类油气储量资产评估、勘探评价、油气田开发方案和调整方案、油气储层综合预测、非常规油气田评价、地震资料处理的服务和咨询。每年承担国内外研究项目 30 多项，服务的对象遍及中国的各大国有石油公司、众多民营公司以及亚洲、非洲、中东南美石油公司。

阿派斯油藏技术（北京）有限公司（简称：阿派斯油藏）有各类专业技术人员 50 名，其中有多位在勘探开发界做出杰出贡献的老专家，政府特别津贴专家和国家储量评估师，还有一大批具有 10 到 20 年在国内外大石油公司工作经验的勘探开发技术骨干，所有专业技术人员都具有大学本科以上学历，其中博士和硕士毕业生占中青年技术骨干的 60%以上。

阿派斯油藏公司奉行“一流的人才，一流的技术和一流的解决方案”的服务理念，通过多年来 300 多个勘探开发项目研究，已形成一系列针对国内外不同区域和地质情况的油气综合勘探开发研究方案、严格质量保证体系和风险评估程序。是油气勘探开发中高级专业人才较集中、自有软件和技术较先进、勘探开发和生产研究链条较全面、储量资产评估较专业、国外项目研究经验较丰富的咨询服务公司。

声明

阿派斯油藏技术（北京）有限公司是一家独立的油气咨询及服务公司。阿派斯油藏技术（北京）有限公司没有任何一位主管、官员、主要员工在北京中海沃邦能源投资有限公司或其附属机构拥有任何财务所有权。我们研究、编写此报告的报酬并不取决于我们所得到的报告的结果，我们也没有进行任何会影响我们客观性的工作。

北京中海沃邦能源投资有限公司对提供所有资料和文件的真实性负责。

对同一批资料，在执行 PRMS 标准进行储量评估时，不同的评估公司评估结果可能会有所不同，这是正常的。乙方承若在甲方提供资料的基础上按照国际通用油气资源评估标准（PRMS），客观、公正地进行开发生产可行性研究及储量评估。

另外，本报告的评估结果基于评估日（2017 年 12 月 31 日）的开发现状、财税条款、未来开发工作计划和项目运行情况预测未来的生产状况。该结果仅反映当前的评估值，在此之后随着新资料的增加，可能会对项目的认识有所变化而导致评估结果的变化，本公司概不负责。

1.2 项目概况

石楼西区块位于鄂尔多斯盆地，鄂尔多斯盆地是一个构造变形弱、多旋回演化、多沉积类型的大型沉积盆地，盆地本部面积约 $25 \times 10^4 \text{km}^2$ 。石楼西区块面积 1524.34km^2 ，勘探始于 2005 年，目前进入富集区优选及产能评价阶段，该区块为局部构造背景下，受岩性、物性共同控制的低、特低孔和低渗层状气藏，以干气为主，无边底水，弹性驱动为主。梨-永高速公路横跨石楼西区块永和 45-永和 18 井区，248、328 省道通过永和 45-永和 18 井区，交通条件便，西气东输、临临等输气管线穿过本区块，集输条件便利。

鄂东气田石楼西区块油气勘探始于 2005 年，许可证号为“0200001630271”，探矿权人为中国石油天然气股份有限公司，勘查单位为中石油煤层气有限责任公司，勘查面积 1524.34km^2 。2014 年永和 18 井区“7+1”先导试采工程获得成功，进一步加深了地质气藏特征认识及配套开发工艺适用性应用，永和 18 及 45 井区储量已通过国家能源局备案，永和 18 井开采区获得国土资源部《开采许可证》许可证号为“0200001710016”，面积 154.161km^2 。

2009 年 8 月中石油煤层气公司与中海沃邦能源投资有限公司签订《山西省石楼西地区煤层气资源开采合作合同》双方开始合作。合同模式产品分成合同，合同时间 2009 年—2039 年。2011 年中石油煤层气公司与中海沃邦能源投资有限

公司双方签署《石楼西项目试采煤层气合作销售协议》补充协议。

《石楼西区块》气田矿权（图 1-1）， 《石楼西区块》气田开采许可证（图 1-2）。

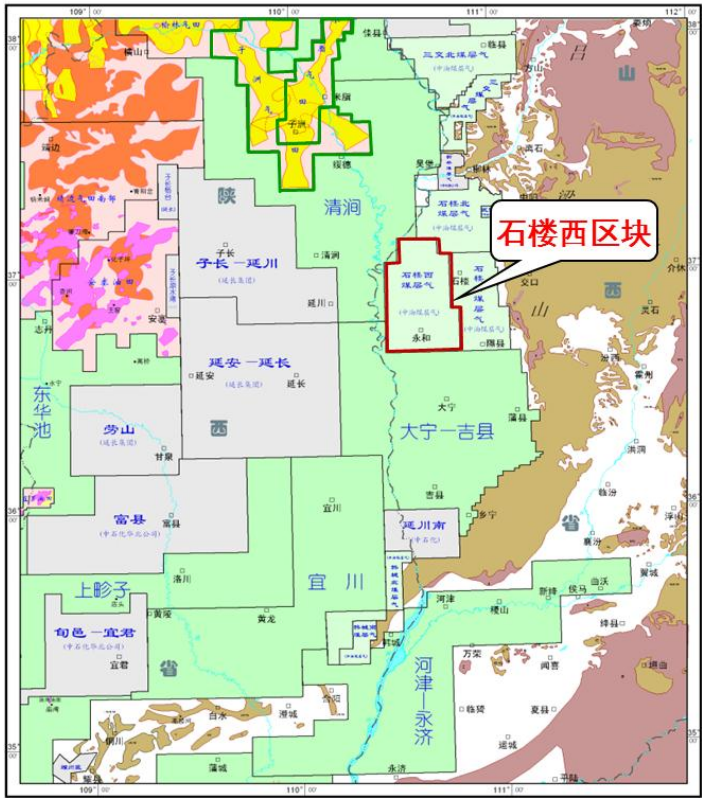


图 1-1 石楼西区块地理位置及矿区分布图



图 1-2 石楼西区块采矿许可证

1.3 储量评估结果汇总

阿派斯油藏技术（北京）有限公司受北京中海沃邦能源投资有限公司委托，对《石楼西区块》进行储量评估。本次工作执行石油资源管理系统（PRMS）标准。储量评估起始时间 2017 年 12 月 31 日。

中华人民共和国国土资源部审查备案石楼西区块 45-18 井区探明储量含气面积 583.9 km²，按照 PRMS 标准进行储量评估，评估经济可采储量 $308 \times 10^8 \text{m}^3$ ，2P 总储量 $296 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累积产气量 $12 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

其中：

总证实（P1）	$127 \times 10^8 \text{m}^3$
已开发	$23 \times 10^8 \text{m}^3$
正生产	$20 \times 10^8 \text{m}^3$
未生产	$3 \times 10^8 \text{m}^3$
未开发	$105 \times 10^8 \text{m}^3$
总概算（P2）	$168 \times 10^8 \text{m}^3$
未开发	$168 \times 10^8 \text{m}^3$
累积产气量	$12 \times 10^8 \text{m}^3$
经济可采储量	$308 \times 10^8 \text{m}^3$

根据合同条款 2P 净储量 $209 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

净证实（P1）	$93 \times 10^8 \text{m}^3$
净概算（P2）	$116 \times 10^8 \text{m}^3$

1.4 PRMS-SPE 石油资源管理系统定义简介

石油被定义为是一种自然生成的烃类混合物，呈现气相、液相和固相三种相

态。 石油也可以包含有非碳氢化合物，如二氧化碳、氮气、硫化氢和硫。在极少数情况下，非碳氢化合物的含量可能大于 50%。

这里用到的“资源”术语是指地壳表层和内部自然生成的所有石油数量，包括已发现和未发现（可开采和不可开采）部分，再加上已经采出的石油产量。此外，也包括了不同类型的石油，无论是“常规”还是“非常规”的石油资源。

图 1-3 是 SPE/WPC/AAPG/SPEE 资源分类系统的一个图解表示法。 系统定义了主要的可开采资源的级别：已采出量、储量、潜在资源量和远景资源量，还有不可开采的石油。

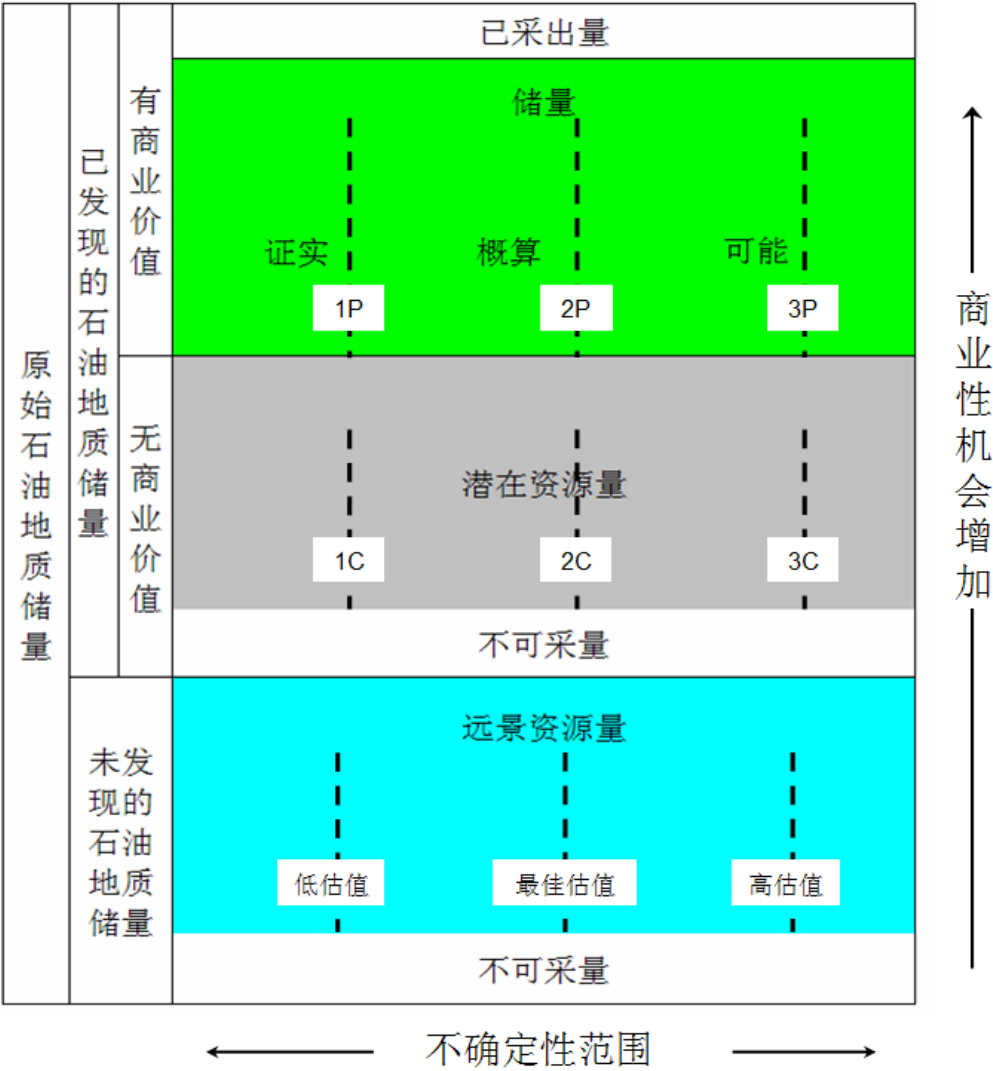


图 1-3 SPE/WPC/AAPG/SPEE 资源分类框架

（1）总石油地质储量

总石油地质储量是指存在于原始石油聚集体中的石油估算量。在指定评估日，它包括已知石油聚集体开采前的石油估算量，加上还未发现的石油聚集体中石油估算量（即等于资源总量）。

（2）已发现的石油地质储量

已发现的石油地质储量是指在指定评估日，已知石油储集体未开发前的石油估算量。

1) 采出量

采出量是指在指定评估日已经被采出的石油累计数量。虽然所有的可采资源量和采出量是以产品销售量来计算，总采出量（销售量加非销售量）也需要统计来开展油气藏工程的分析。

2) 储量

对于每一个已知石油聚集体可以实施多个开发项目，而每个项目为开采原始地质储量的一部分。所以这些项目可以进一步分为经济的和次经济的，相应的可采估算量被分级为储量和潜在资源量。

储量是指在指定评估日给定的条件下，未来通过对已知石油聚集体实施开发项目能够被经济采出的石油估算数量。储量必须进一步满足四个条件：已发现、可开采、具有商业性和基于实施的开发项目在评价时间内有剩余可采量。根据评估的确定性水平，可以将储量进一步分类，并按照实施项目的成熟程度将储量分成不同级别，或根据开发和生产状况对储量进行描述。

储量必须进一步满足四个条件：已发现、可开采、具有商业性和基于实施的开发方案在评价时间内有剩余可采量。根据评估的确定性水平，可以将储量进一步分类，并按照实施方案的成熟程度将储量分成不同级别，和/或根据开发和生产状况对储量进行描述。

为了能被划入某一储量等级，开发方案的确定必须保证具有经济价值。必须对所要求的内部和外部的审批有一个合理的预期，以及在合理的时间框架内，有证据证明实施开发方案的可行性。

初始开发方案的时间取决于特殊的环境，并根据其工作内容进行调整。建议

5 年作为基准，例如为了满足合同或战略目标，因市场因素或其它事项，生产者选择推迟经济方案的开发，可采用较长的时间框架。但无论怎样，储量级别的调整都必须有书面记录。

为划分储量等级，必须有实际生产和储层测试资料来证明油藏可进行商业性开发的可行性。某些情况下，储量的分类是基于测井和/或岩心分析，分析结果表明目的油藏含油，且与同一地区正在生产的油藏有类比性或地层测试已证实有油。

对于储量，一般的概率累积术语—低/最佳/高估值分别表示为 1P/2P/3P, 相应的储量增量表示为证实储量，概算储量，可能储量。

证实储量是指在指定评估日，通过地质和工程数据分析，在确定的经济条件、操作方式和政府规章制度下，具有合理的确定性、将来可以从已知油气藏中经济采出的石油的数量。如果采用确定性方法，合理的确定性术语意味着具有高置信度可采量。如果采用概率方法，至少有90%的概率实际可采量等于或大于估计值。

概算储量是通过地质和工程数据分析指出的那部分附加储量，比证实储量的开采可能性低，但是又比可能储量开采的确定性高。实际剩余的可采量可能高于或低于证实储量与概算储量(2P)之和。根据上下文，采用概率方法，至少有50%的概率实际可采量等于或大于2P的估计值。

可能储量是通过地质和工程数据分析指出比概算储量的开采可能性低的那部分附加储量。从项目中最终可采的总量具有低的可能性超过证实储量、概算储量和可能储量(3P)之和，相当于高估值的情况。依据上下文，当采用概率方法，至少有10%的概率实际可采量等于或大于3P的估计值。

3) 潜在资源量

潜在资源量是指在指定评估日，从已知石油聚集体中可能被开采的石油估算量，由于存在一个或多个偶然因素而使可供实施的项目还没有达到经济开采的程度。潜在资源量可以包括目前没有市场，或者商业性开发依赖于技术进步，或者对石油聚集体的评价明显不具备商业性的项目。根据评估的确定性水平，可以将潜在资源量进一步分类，同时也可以依据项目的成熟程度细分，或根据经济状况对其进行描述。

（3）未发现石油地质储量

未发现石油地质储量是指在指定评估日，存在于储集体中还未发现的石油估算量。

1) 远景资源量

远景资源量是指在指定评估日，通过将来对未发现的石油聚集体实施开发方案可能采出的石油估算量。远景资源量同时具有被发现和被开发的双重机会，假设其如果被发现和开发，与其可采量估算的确定性相一致，可以将远景资源量进一步分类。也可以依据项目的成熟度进一步分级。

2) 不可采量

是指在指定评估日，已发现通过未来开发项目不能被采出来的石油地质储量或未发现石油地质储量。不可采量的一部分可能由于将来经济环境的改变或技术的发展而变为可采，而剩余部分由于地下流体和储层岩石物理/化学相互作用的限制而永远不会被采出。

2 气田概况

2.1 自然地理及交通条件

鄂东气田石楼西区块位于黄河以东, 吕梁山西麓。区块勘探面积 1524.34km²。区内地表属黄土-山地地貌, 地势总体呈东高西低, 北高南低的特点。梨-永高速公路及 248、328 两条省道横跨本区, 交通较便利。该地区油气勘查具有一定的社会依托和基础。

2.2 勘探开发简况

鄂东气田石楼西区块油气勘探始于 2005 年, 经过十多年的努力共发现三套主力含气层系, 即二叠系山西组山 1 段、山 2 段及下石盒子组盒 8 段。石楼西区块永和 45-永和 18 井区新增探明天然气地质储量 $792.14 \times 10^8 \text{m}^3$, 技术可采储量 $379.07 \times 10^8 \text{m}^3$, 并开展了先导试验区的工作。

鄂东气田石楼西区块勘探开发历程可划分为四个阶段, 即: 前期预探阶段、整体勘探阶段、富集区评价阶段和建设与外扩阶段。

(一) 前期预探阶段 (2005 年~2008 年)

2005 年中联煤有限责任公司在区块内沿沟部署完成二维弯线地震 242 km², 2006 年在区块南部钻探永和 1 井, 在 2039.5m~2042.0m 井段 (盒 8 段) 进行试气, 获得了日产 4276.8m³ 的天然气流, 揭开了石楼西区块油气勘探的序幕。2007 年~2008 年又在永和 1 井南部和石楼西区块中部各钻探 1 口评价井 (永和 1-1) 和 1 口预探井 (永和 2), 后者试气获得了日产天然气 2644.4m³~5548.0m³ 的工业气流, 展示了区块良好的天然气勘探前景。

(二) 整体勘探阶段 (2009 年~2011 年)

2009 年 4 月鄂东气田石楼西区块探矿权划归中石油煤层气有限责任公司, 石楼西区块进入了煤层气和常规油气整体勘探阶段。2009 年, 在石楼西区块南、北部各钻探永和 3 井和永和 4 井。其中, 永和 3 井对盒 8 段进行试气, 由于工程技术条件限制, 产量为 3120.0m³/d, 产量偏低; 永和 4 井在山 1、盒 7、盒 6 段

也见到气显示，虽未达到工业气流标准，但也证实含气砂岩的广泛存在，坚定了对上古生界砂岩天然气勘探的信心。

2010 年~2011 年，进一步加大了勘探工作量的投入，以查明构造形态和储层展布范围为目的，部署完成非纵二维地震资料采集、处理和解释工作，共完成二维地震资料采集 1023.9 km^2 ，其中主测线 21 条 674.7 km^2 ，联络测线 7 条 349.2 km^2 。二维地震测网密度达到 $2.4 \times 4.8 \text{ km}^2$ 。

在地震勘探工作基础上，加快了区块整体评价部署，先后开展构造、地层、沉积相研究，地震储层横向预测及烃检测等基础地质综合研究工作，全区共钻预探井 32 口，基本查明了构造特征、地层特征、沉积特征及储层性质及分布，对气藏形成的地质条件及富集规律的认识得到进一步深化，特别是 2011 年在石楼西区块南部钻探的永和 18 井，在山 2 段常规试气获得高产气流，射孔井段 2425.0~2429.0m，射开厚度为 4.0m，油压 11.300MPa，套压 12.300MPa，静压 20.449MPa，流压 19.712MPa，日产气量 $22.25 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，一点法计算无阻流量 $45.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这一重大突破，为天然气富集区优选及产能评价奠定了坚实基础。

（三）富集区评价阶段（2012 年~2014 年）

在石楼西区块永和 18 井获得重大突破后，该区块进入了富集区评价阶段。

1) 2012 年至 2014 年 2 月底，以永和 18 井区为重点开展气藏评价工作，重点围绕永和 18 井进行研究和部署，先后完钻评价井 7 口（永和 1802 井、永和 1803 井、永和 1804 井、永和 1805 井、永和 1806 井、永和 1807 井、永和 1808 井）、水平井 1 口（永和 18-1H）。为开展产能评价工作，优选三口井进行试采（永和 18、永和 15、永和 13 井），其中永和 18 井累计生产时间 17 个月，累计产气 $1623.58 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，平均日产气 $5.06 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。永和 18 井生产状况分析表明：单井日生产能力高，稳产时间长，评价认为永和 18 井区是天然气的富集区。随着评价井试气试采工作的全面展开，对气藏的认识逐步深入，为下步开发方案的编制和气田开发提供了重要的依据。

2) 2014 年 2 月至 2014 年 12 月，主要针对北部永和 30 井区加强压裂试气和试采工作，共完成 21 口井 90 层压裂试气。压裂试气效果无论是山 2 段、山 1 段、还是盒 8 段均较以前产量有大幅提高，日产量 $1.00 \sim 1.50 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上的层达

15 层, $0.50\sim 1.00\times 10^4\text{m}^3$ 的井层 17 层; 并优选 3 口井(永和 30 井山 2 段、永和 20 井山 1 段、永和 38 井盒 8 段)进行了为期 3 个月试采工作, 在工作制度稳定、压降平稳、流体性质稳定的情况下, 三口井分别日稳定产气 $1.00\times 10^4\text{m}^3$ 、 $1.02\times 10^4\text{m}^3$ 、 $1.21\times 10^4\text{m}^3$, 累计采气 $97.07\times 10^4\text{m}^3$ 、 $91.45\times 10^4\text{m}^3$ 、 $110.26\times 10^4\text{m}^3$; 由于加强了试气(含压裂工艺改进)和试采工作, 提高了对气藏特性的认识, 在此基础上分别提交了永和 18 井区、永和 30 井区天然气探明地质储量。

(四) 建设与外扩阶段(2015 年-2017 年)

2015 年-2017 年 2 月, 在永和 45 井区再次钻探了 6 口评价井(见附图(表)册内附图 1-6)。在永和 18 井开发区内钻探水平井 14 口, 在永和 45 井区内钻探水平井 12 口。并对永和 18 井开发区及永和 45 井区内 8 口直井和 19 口水平井进行了试采生产, 其中, 永和 18 井开发区于 2014 年 3 月开始试生产。截止到 2017 年 2 月 20 日, 永和 18 井开发区和永和 45 井区累计销售气 $7.17\times 10^8\text{m}^3$, 最高日产气量达 $260.00\times 10^4\text{m}^3$ 。目前开发区生产形势稳定。在此基础上完成了永和 45 井区天然气探明储量报告。

2.3 勘探开发进展

2009 年 8 月中石油煤层气公司与中海沃邦能源投资有限公司双方开始合作, 2011 年 6 月, 石楼西区块永和 18 井获得日产 22 万方高产致密砂岩型天然气工业气流, 揭示了良好的勘探开发前景, 2013 年 9 月提交《鄂东气田石楼西区块永和 18 井区二叠系山西组山 2、山 1 段及下石盒子组盒 8 段气藏新增天然气探明储量报告》中石油审查批, 2014 年永和 18 井区“7+1”先导试采工程获得成功, 进一步加深了地质气藏特征认识及配套开发工艺适用性应用, 永和 18 及 45 井区储量已通过国家能源局备案, 2017 年提交《鄂东气田石楼西区块永和 45 井区二叠系山西组山 2 段、山 1 段及下石盒子组盒 8 段气藏新增天然气探明储量报告》国土资源部审查通过, 同时《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区 $12\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 开发方案》通过中石油审查。

3 气藏地质特征

3.1 地层特征

石楼西区块自上而下钻遇第四系、延长组、纸坊组、和尚沟组、刘家沟组、石千峰组、石盒子组、山西组、太原组、本溪组、马家沟组（未穿），其中，古生界地层中的石炭系本溪组，二叠系太原组、山西组、石盒子组和石千峰组为主要含气层系，总沉积岩厚度在 800m 左右，各层组之间均为整合接触（表 3-1）。

石楼西区块永和 45-永和 18 井区主要含气层段位于下石盒子组盒 8 段和山西组山 1、山 2 段，为一套连续沉积，厚度在 170m 左右，埋藏深度大约在 1900m～2500m 范围内（表 3-1）。山西组山 1 段、山 2 段和下石盒子组盒 8 段进一步再细分为 10 个亚段，其中，山 1 段和山 2 段各分为三个亚段，盒 8 段分为四个亚段。

表 3-1 石楼西区块上古生界地层划分简表

地 层					标志层	厚度（m）	沉积相
三叠系		刘家沟组					
二 叠 系	上统	石千峰组 P ₃ q			底部发育棕色厚层砂岩	约 250m	辫状河
	中 统	上石盒子组	盒 1	P ₂ Sh ₁	顶部常发育紫红色泥岩。	180-210m	三角洲平原
			盒 2	P ₂ Sh ₂			
			盒 3	P ₂ Sh ₃			
			盒 4	P ₂ Sh ₄			
		下石盒子组	盒 5	P ₂ X ₅	下石盒子顶：桃花页岩，高伽玛。 下石盒子组底常发育一套砂岩（骆驼脖砂岩）。	100-160m	三角洲前缘
			盒 6	P ₂ X ₆			
			盒 7	P ₂ X ₇		50-70m	
			盒 8	P ₂ X ₈			
	下 统	山西组	山 1	P ₁ S ₁	砂泥岩互层	50-70m	滨海砂坝 滨海沼泽
			山 2	P ₁ S ₂	底部为砂岩（北岔沟砂岩）或泥岩，煤层发育	55-80m	
		太原组	太 1	P ₁ t ₁	顶部灰岩或海相泥岩，底部海相泥岩或灰岩，中部灰岩夹煤层，局部发育海相砂岩底部 8 号煤层	30-50m	浅海
			太 2	P ₁ t ₂			
石炭系	上 统	本溪组	本 1	C ₂ b ₁	主要发育海相泥岩、灰岩，局部发育海相砂岩底部铁铝岩层	35-55m	泻湖-障壁岛

3.2 构造特征

石楼西区块构造为一宽缓的区域性西倾单斜，西部平均坡降 6~8m/km，地层倾角不足 1°，东部挠褶带构造较陡，平均坡降 30~40m/km，地层倾角 1.5~4.5°。纵向上各层位构造形态具有明显的继承性，且区内断层不发育(图 3-1)。

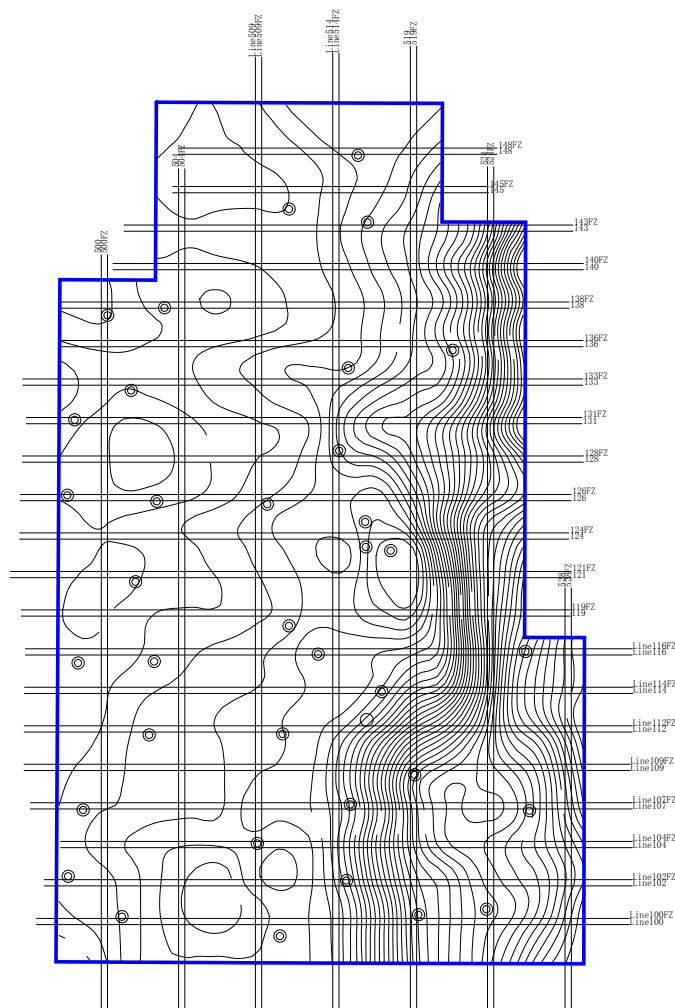


图 3-1 石楼西区块山西组顶界面构造图

3.3 沉积相特征及砂体展布

山 2 段沉积亚相以滨海滩坝相砂体沉积为特征，山 2³亚段有 46 口直井钻遇含气砂岩，砂层叠置在一起，分布广，厚度介于 2~22m 之间；山 2²亚段单井钻

遇砂体厚度在 0.6~10.9m 之间,只在永和 1 井、永和 21 井附近发育;山 2¹ 亚段单井钻遇单层砂体厚度在 0.5~11.2m 之间。

山 1 段沉积亚相为三角洲前缘,主要发育水下分流河道、河口坝、分流间湾等微相。山 1³ 亚段单层砂体厚度在 0.5~16.0m 之间。多期砂体叠置特征较为明显;山 1² 亚段厚度在 2~10m 之间,主要分布在永和 33 井-永和 6 井区域;山 1¹ 亚段单层砂体厚度在 0.5~11.6m 之间,主要分布在永和 33 井-永和 5 井区域。

盒 8 段整体属于辫状河三角洲相沉积,主要发育三角洲前缘水下分流河道微相,以河道相互叠置交叉,迁移频繁为主要特征。分为上下两个亚段,具有一定的继承性。盒 8 下² 亚段单井钻遇砂体厚度主要在 3~10m 之间;盒 8 下¹ 亚段单井钻遇砂体厚度在 1~13.6m 之间,主要分布在永和 26 井-永和 1-1 井区域。

南北向剖面上,山 2、山 1、盒 8 段纵向上发育多套砂体,砂体延伸范围广、叠置发育,尤其是山 2³、山 1³、山 1²、盒 8 下²、盒 8 上² 亚段砂体叠置连片发育非常普遍。东西向剖面上,纵向上砂体总体呈条带状、透镜状发育,主力砂体垂向上叠置连片相对较好。

3.4 储层特征

石楼西区块永和 45-永和 18 井区储层砂岩主要有 3 种砂岩类型:即石英砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑砂岩。储集层砂岩以中粒-粗粒结构为主,颗粒分选中等一分选好,次圆状-次棱状磨圆,颗粒间以线接触为主,胶结类型主要为再生-孔隙式和孔隙式充填。储集空间以岩屑溶孔为主、还有部分粒间孔和晶间孔。

704 块砂岩岩心分析结果显示:砂岩储层孔隙度一般在 4.0%~12.3%之间,平均 7.7%,渗透率主要在 0.1mD~214.5mD 之间,平均 2.4mD。总体属特低孔、低渗-特低渗砂岩储层。

石楼西区块永和 45-永和 18 井区砂岩的孔、喉结构具有如下特征:盒 8 段、山 1 段砂岩排驱压力范围在 0.46MPa~1.73MPa 之间,中值压力范围在 4.8MPa~20.3MPa 之间,中值喉道半径分布范围在 0.02 μm~0.15 μm 之间;山 2 段砂岩各种压汞参数变化大,排驱压力范围在 0.02MPa~0.12MPa 之间,中值压力范围在 0.07MPa~16.6MPa 之间,中值喉道半径分布范围在 0.04 μm~10.8 μm 之间,

平均为 2.61 μm 。

根据孔隙类型及压汞曲线的特点，结合砂层物性特征将本区储层划分为三大类六小类见表 3-2。

表 3-2 石楼西区块永和 45-永和 18 井区上古生界储层分类评价表

项目 \ 类型		I ₁	I ₂	I ₃	II ₁	II ₂	III
物性	孔隙度 (%)	> 7	> 7	> 7	4-7	4-7	< 4
	渗透率 (mD)	> 1	1-0.5	0.5-0.1	> 0.5	0.5-0.1	< 0.1
压汞曲线	排驱压力 (MPa)	<0.5	0.5-1	1-1.5	0.1-1	1-1.5	>1.5
	最大连通喉道 (μm)	>1.5	1-1.5	0.5-1	>1	0.5-1	<0.5
	中值喉道半径 (μm)	>0.1	0.05-0.1	0.02-0.05	0.05-1	0.02-0.05	<0.02
	分选	好	中等	偏差	好-中等	偏差	差
	歪度	粗外度	较粗歪度	较细歪度	粗-较粗歪度	较细歪度	细歪度
孔隙组合		残余粒间孔、岩屑溶孔为主	岩屑溶孔、晶间孔为主	晶间孔、岩屑内溶孔为主，少量裂隙	残余粒间孔、岩屑溶孔、晶间孔为主	晶间孔、岩屑内溶孔为主，少量裂隙	少量岩屑微溶孔
岩性		石英砂岩为主	岩屑石英砂岩为主	岩屑砂岩为主	石英砂岩、岩屑石英砂岩为主	岩屑砂岩为主	岩屑砂岩
砂岩粒度		粗粒为主	细-粗粒	细-中粒	细-粗粒	细-中粒	细粒
沉积相		滩坝	河道为主、部分滩坝	河道为主	滩坝、河道	河道为主	滨浅海、河道间湾
储层评价		好	中等	中等-差	好-中等	中等-差	差-非

综上所述，在本区上古生界储层中山 2 段最好，山 1 段、盒 8 段次之，在山 2³ 亚段“甜点”发育区孔隙结构有明显变好的趋势，是最好的储层发育区。

3.5 气藏特征

石楼西区块永和 45-永和 18 井区上古生界天然气藏主要是由山 2 段、山 1

段和盒 8 段内气层叠置而成，但各层段间有较厚层泥岩分隔，形成多个相互独立的含气单元，各单元内气层的发育程度和分布范围除了受局部构造影响外，主要受砂体展布及储层物性控制。储集体在横向和纵向上都存在一定非均质性。

总体看，含气砂体表现出数量多，规模变化大，分布广，叠合连片的特征，属弹性驱动的层状定容气藏见图 3-2、图 3-3。

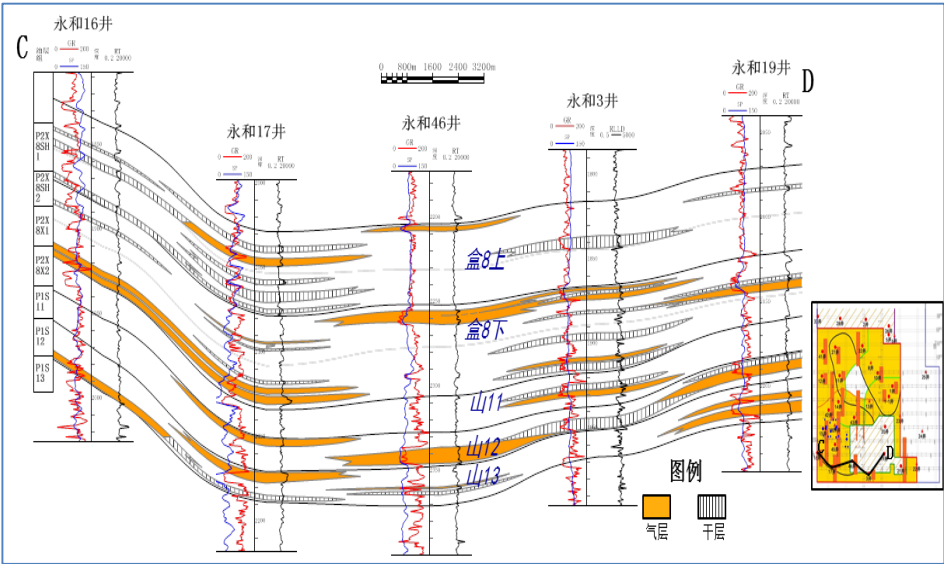


图 3-2 鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区盒 8 段、山 1 段气藏剖面图

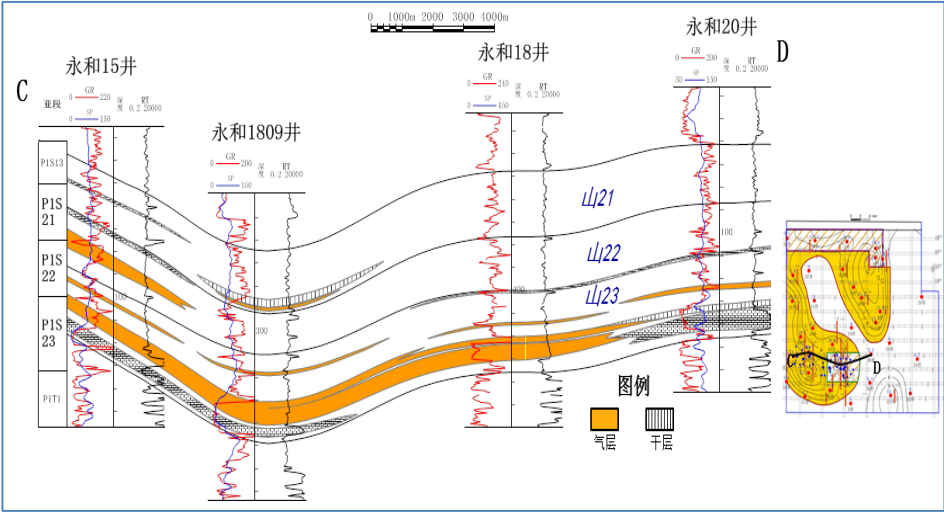


图 3-3 鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区山 2 段气藏剖面图

气藏天然气组份分析结果表明，各层段气藏天然气性质相近，相对密度 0.5525~0.6430，甲烷含量 95.15%~99.18%，CO₂ 含量 0~0.75%，气藏中未见 H₂S，属无硫干气。本区内山西组、石盒子组盒 8 段气藏未见明显的边、底水，仅

在山 2³ 亚段生产井中产少量的凝析水(产万方气约产水 0.2-0.3 方)。

石楼西区块永和 45-永和 18 井区平均地层温度梯度为 2.73℃/100m, 气层段温度在 53.53~70.38℃之间, 属于正常温度系统。本区气藏埋深段压力系数在 0.846~0.892 之间, 平均值 0.86, 属偏低压力系统。

4 气藏开发现状

4.1 生产现状

4.1.1 试气

(1) 直井试气

永和 45—18 井区 21 口直井 26 层次试气, 无阻流量范围为 0.5632~35.4×10⁴m³/d, 试气无阻流量最高的井是永和 18 井, 稳定日产气量 22.25×10⁴m³/d, 无阻流量为 35.4×10⁴m³/d。

试气稳定日产气范围为 0.3260~22.26×10⁴m³, 其中, 日产气大于 1×10⁴m³ 的 11 层段、0.7~1×10⁴m³ 的 9 层段、0.5~0.7×10⁴m³ 的 4 层段、0.3~0.5×10⁴m³ 的 2 层段, 大于 0.5×10⁴m³ 的气层占试气总层数的 92% (图 4-1)。

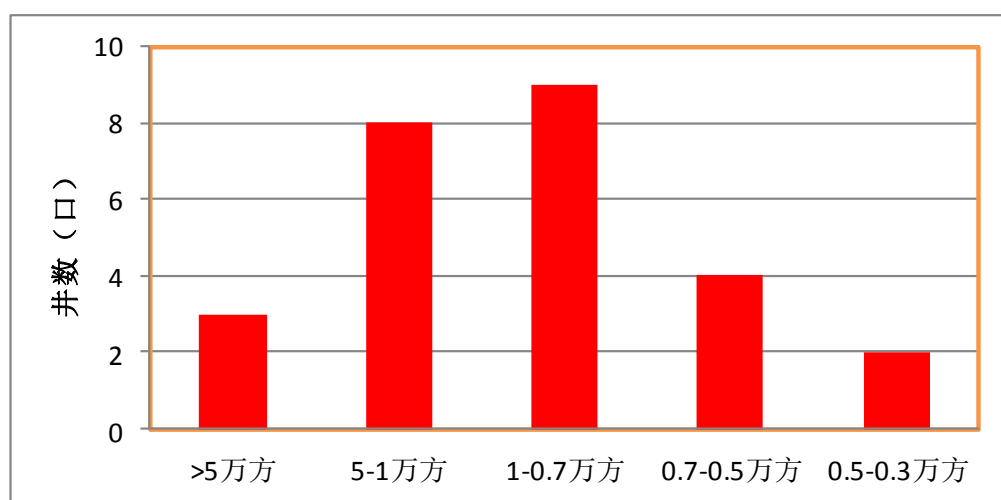


图 4-1 石楼西区块永和 45-永和 18 井区直井试气稳定日产量柱状图

(2) 水平井试气

永和 45—18 井区共完钻水平井 26 口, 试气井 19 口, 试气报告中水平井无阻流量范围为 16.09~125.0×10⁴m³/d。试气日产量均大于 10×10⁴m³, 最高单层

日产气 $43 \times 10^4 \text{m}^3$ 。其中稳定日产量大于 $30 \times 10^4 \text{m}^3$ 有 9 口井， $20 \sim 30 \times 10^4 \text{m}^3$ 有 5 口井， $10 \sim 20 \times 10^4 \text{m}^3$ 有 5 口井（图 4-2）。

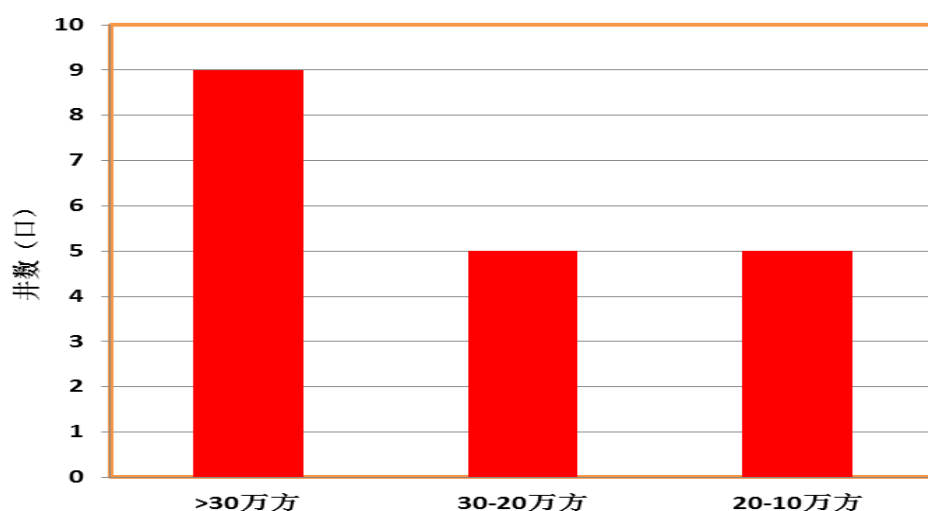


图 4-2 石楼西区块永和 45-永和 18 井区水平井试气稳定日产量柱状图

4.1.2 试采简况

石楼西区块有试采井 6 口（永和 13 井、永和 15 井、永和 18 井、永和 20 井、永和 30 井及永和 38 井），试采周期 1.5~3 个月，试采层位为：千 4、山 1、山 2 及盒 8 段。

4.1.3 永和 45-永和 18 井区生产情况

石楼西区块永和 45-永和 18 井区于 2014 年 3 月开始生产。截止到 2017 年 12 月底，累计产气 $12.2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，最高日产气量达 $260 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 以上。生产区开采效果好，特别是水平井，初期 3 个月平均日产均超过了 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最高达 $33.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前生产区开发形势稳定（图 4-3）。

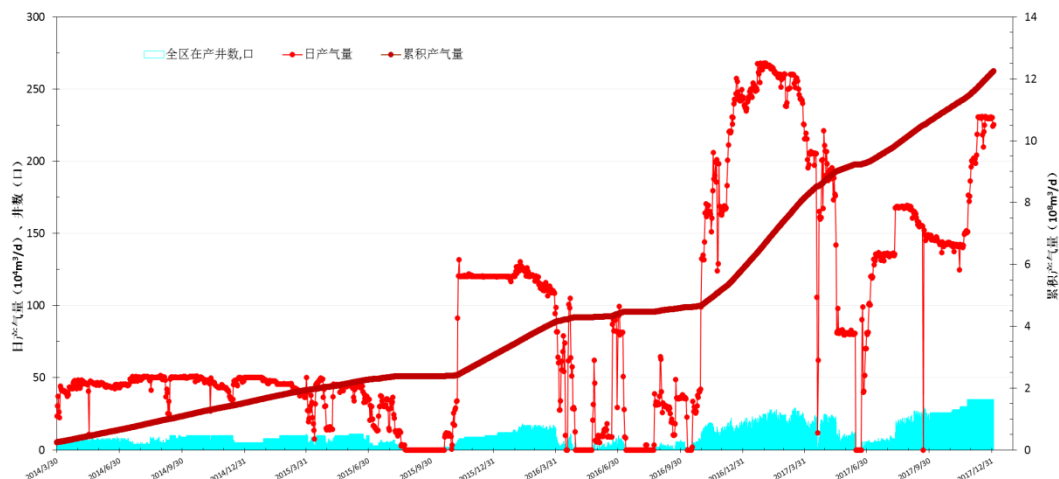


图 4-3 石楼西区块永和 45-永和 18 井区生产曲线图

4.2 生产井动态特征

4.2.1 水平井动态特征

开发区水平井与直井展现了不同的生产特点，水平井初期单井日产气量、阶段累计产气量远高于直井；油套压下降幅度也低于直井。

典型水平井生产动态：

永和 18-10H 井，于 2015 年 11 月 8 日投产，水平段长度 1192m，有效砂岩长度 929m，砂岩钻遇率 77.9%，从周围井及钻遇效果分析该井钻遇在有效厚度大的储层中，山 2 段气层压裂 10 段，入地净液量 5898m³，加砂量 502m³。该井无阻流量达到 65.1×10⁴m³/d，初期日产气 35.2×10⁴m³/d，井口压力 16.8MPa，目前日产气 12.51×10⁴m³/d，油压 4.1MPa，目前累计产气 10418×10⁴m³（图 4-4、4-5）。

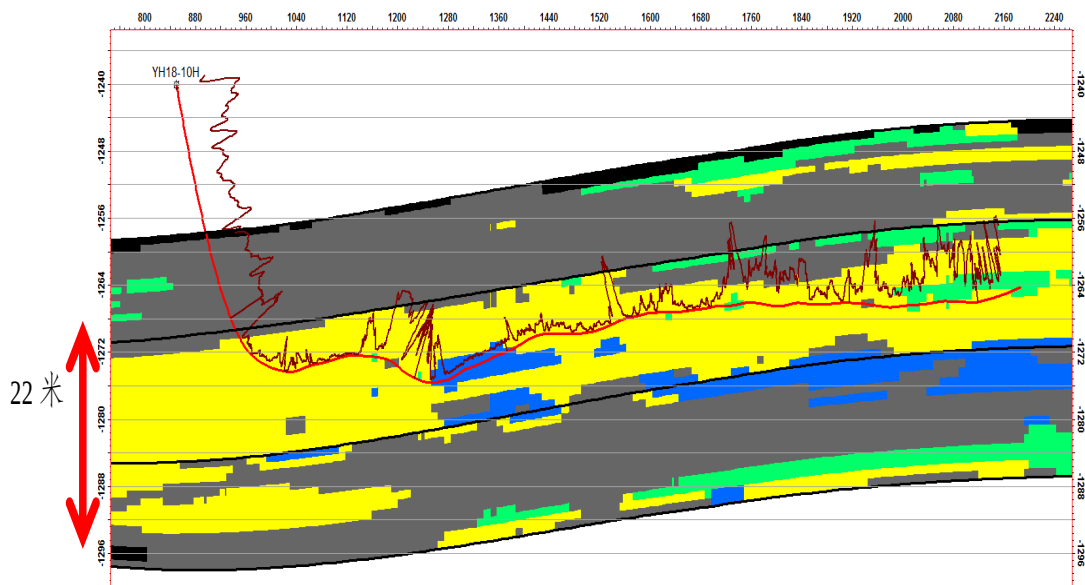


图 4-4 石楼西区块永和 18-10H 井水平段轨迹图

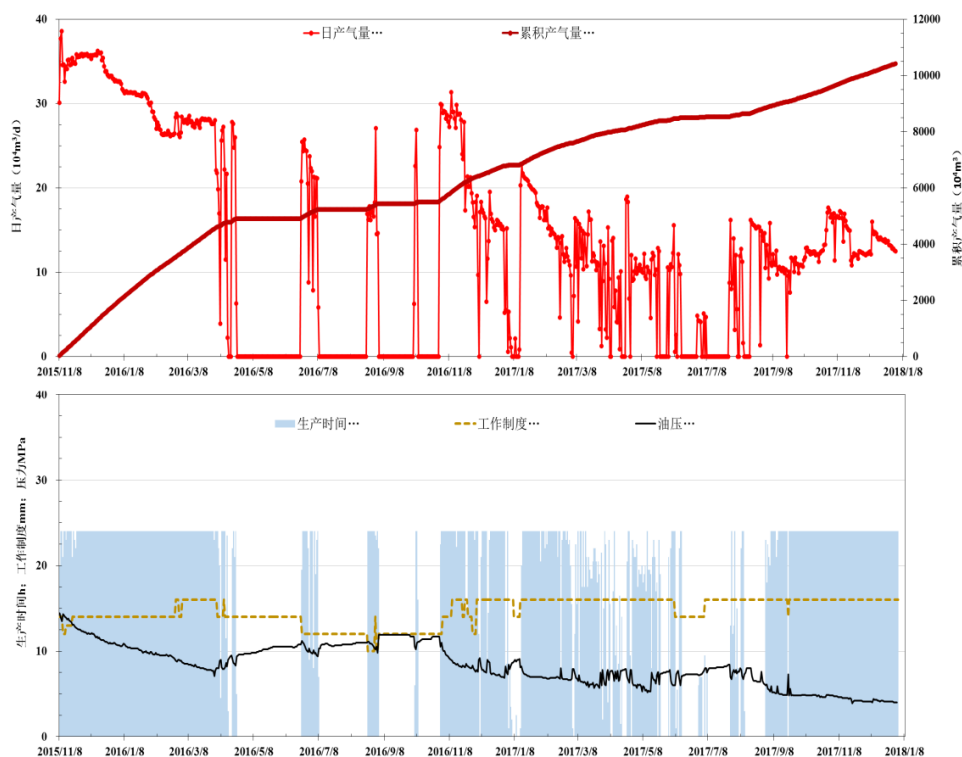


图 4-5 永和 18-10H 井产量曲线图

水平井永和 18-14H，于 2016 年 4 月 11 日投产，水平段长度 1151m，有效砂岩长度 844m，砂岩钻遇率 73.4%，山 2 段气层压裂 11 段，入地净液量 6436m^3 ，加砂量 593m^3 。无阻流量为 $48.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。初期日产量 $17.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，井口压力 13.7MPa，目前日产量 $1.99 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，井口压力 2.8MPa，累计产气 $3891 \times 10^4 \text{m}^3$

(图 4-6、图 4-7)。

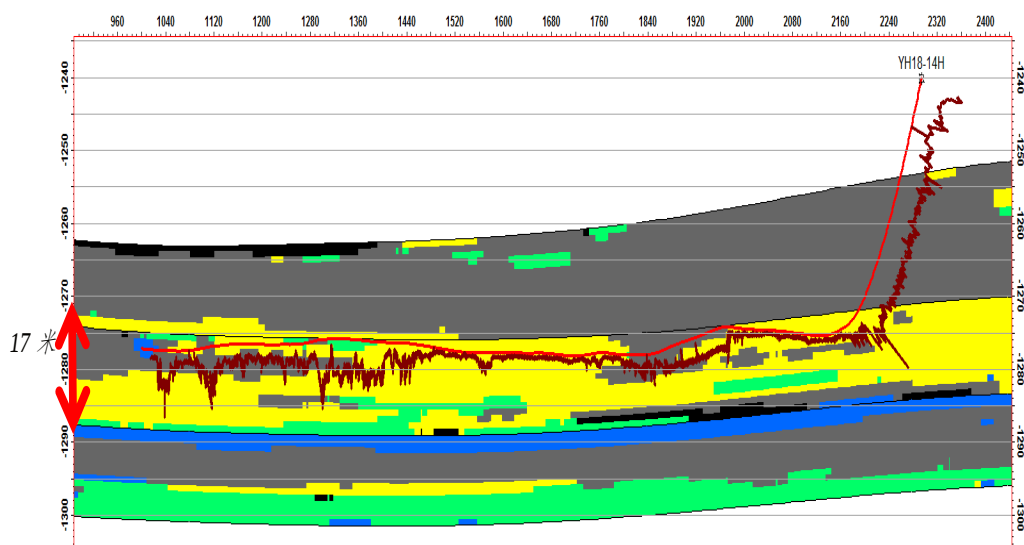


图 4-6 石楼西区块永和 18-14H 井水平段轨迹图

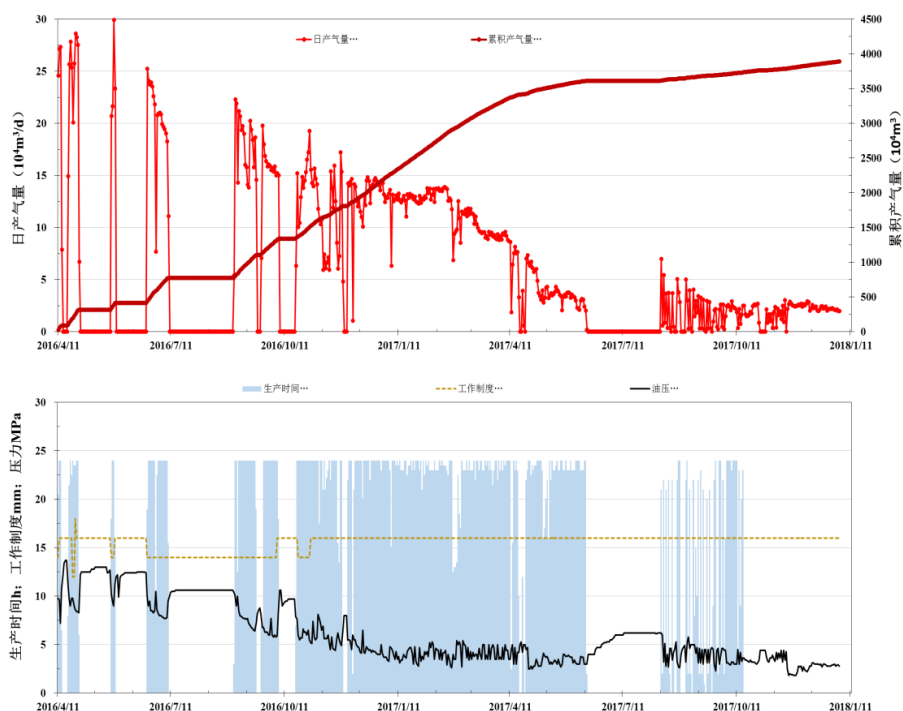


图 4-7 石楼西区块永和 18-14H 井生产曲线图

水平井永和 18-7H 于 2014 年 12 月 14 日投产，水平段长度 1344m，无阻流量为 $43.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。初期产量最高到 $11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，3 个月后产量稳定在 $6-8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，油套压下降较缓，初期为 7.2MPa、7.3MPa，目前下降到 2.2MPa、2.4MPa，累计产气 $3679 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 4-8)。



图 4-8 永和 18-7H 井产量曲线图

永和 18-11H 井于 2015 年 11 月 8 日投产，水平段长度 1193m, 由于采用了改进的压裂完井工艺，无阻流量到达 $87.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。初期日产气 $35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，生产 4 个月后，日产气 $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前累计产气 $10025 \times 10^4 \text{m}^3$ ；油压由初期的 14.5MPa，降至到目前的 3.6MPa（图 4-9）。



图 4-9 永和 18-11H 井产量曲线图

永和 18-27H 井于 2016 年 11 月 16 日投产，水平段长度 969m, 无阻流量到达 $95.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。初期日产气 $33 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，套压 16.5 MPa，生产 4 个月后，日产气 $35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 保持稳定，目前累计产气 $10758 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；油压由初期的 16.5MPa，降至到目前的 6.4MPa（图 4-10）。



图 4-10 永和 18-27H 井产量曲线图

综合 2014 年投产水平生产井具有如下生产特征：

- 1) 初期日产量与无阻流量比在 1/3 左右时，气井日产量在 $7.5\text{--}35.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，平均为 $22 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；
- 2) 水平井平均无阻流量 73.8 万方/日，第一年平均日产量 $12.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；
- 3) 无阻流量与日产量比值越大，产量递减率越小。

4.2.2 直井动态特征

永和 45-永和 18 井区直井合采层位山 2 段、山 1 段和盒 8 段，初期日产 $4.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，井口压力为 14.2MPa，目前日产 $0.65 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，井口压力为 2.5MPa，平均单井累计产气量 $1415 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

永和 18 井区直井大致分两类，一是产量、油、套压保持比较平稳；关井后油、套压能够快速恢复并接近初期水平；生产 2 年左右累计产气量可达 $1000 \times$

10⁴m³以上。另一类是初产量低，产量、油、套压随时间降低较快；生产近 2 年，累计产气量仅为 160×10⁴m³ 左右；关井后油、套压虽有所回升，但不能恢复到初期水平，由于直井生产井数少，生产不连续，直井生产特征不明显（表 4-1）。

表 4-1 石楼西区块永和 45-永和 18 井区长期生产直井生产数据统计表

井名	生产时间 (d)	层位	有效厚度	累产气 (10 ⁴ m ³)	年平均日产 (10 ⁴ m ³ /d)
			(m)		
永和 18	295	山 2	7	5471	18.54
永和 1802	767	山 1+山 2	14	2880	3.75
永和 1805	699	山 2	14.2	1279.9	1.83
永和 1807	725	山 1+山 2+太原	16.5	1343	1.85
永和 1803	371	盒 8+山 1+山 2	13	173	0.47
永和 1804	407	盒 8+山 2	10.6	139.85	0.34
永和 1806	202	盒 8+山 2	15.6	38.63	0.19

永和 1802 井于 2014 年 3 月 20 日投产，合采开采层位山 2、山 1，初期日产气 7.08×10⁴m³/d，目前日产气 0.55×10⁴m³/d，累计产气 2880×10⁴m³；油、套压由初期的 4.96、11.15MPa，降至到的 2.4、3.2MPa（图 4-11）。

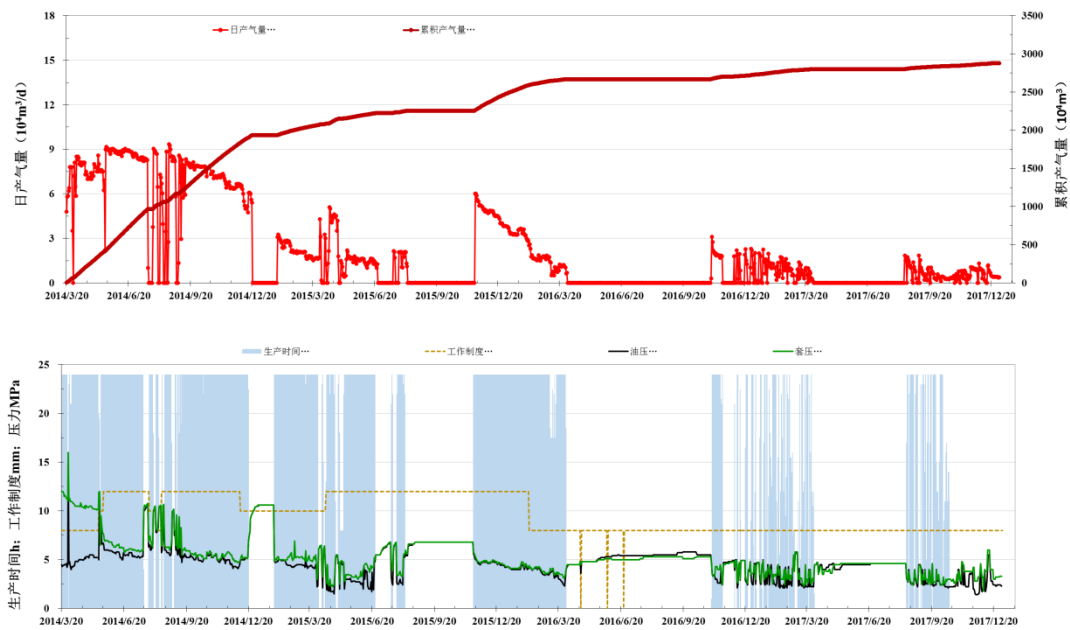


图 4-11 永和 1802 井产量曲线图

永和 1807 井于 2014 年 3 月 20 日投产，合采开采层位盒 8、山 1、山 2，初期日产气 $1.93 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，油、套压初期的 6.6、7.82MPa，累计产气 $1343 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；目前油、套压下降到 5.2、6.5MPa（图 4-12）。



图 4-12 永和 1807 井产量曲线图

永和 1803 井于 2014 年 3 月 20 日投产，合采开采层位盒 8、山 1 和山 2 段，初期日产气 $1.416 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，目前日产气 $0.24 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，累计产气 $173 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；油、套压由初期的 4.8、5.9MPa，最低降至 2.8、4.2MPa，后关井，目前油、套压为 4.5、5.5MPa（图 4-13）。

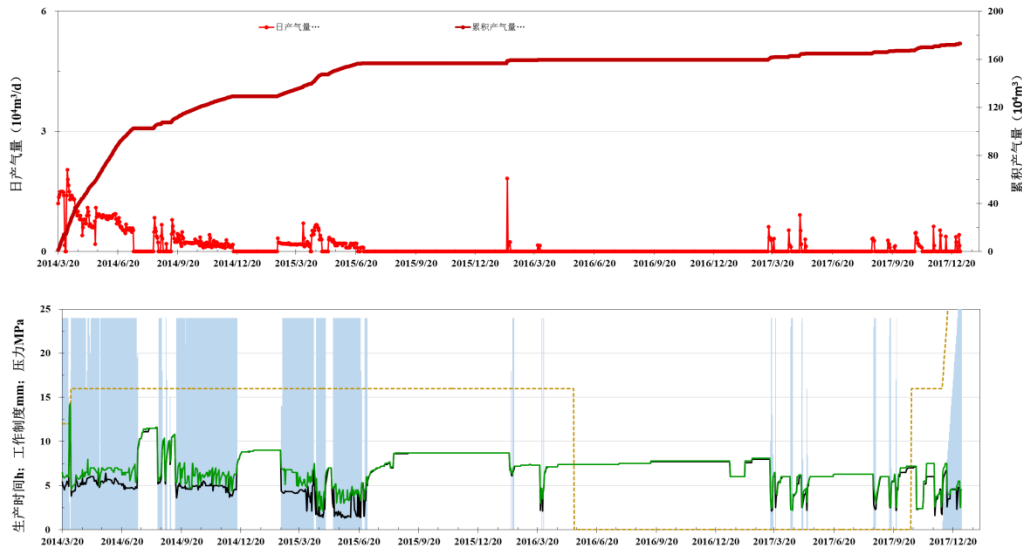


图 4-13 永和 1803 井生产曲线图

4.2.3 递减规律分析和初产分析

(1) 递减规律分析

1) 动态分析法

通过对永和 45-永和 18 井区生产时间较长的水平井分析研究表明，第一年平均年递减率为 42%（表 4-2）。

表 4-2 永和 45-永和 18 井区水平井递减规律和初产分析表

井名	投产日期	前 3 个月 平均日产	第一年 平均日产	第一年 平均递减率
永和 18-10H	2015/11/8	33.37	22.1	40
永和 18-11H	2015/11/8	33	20.2	45
永和 18-27H	2016/11/16	34.17	21.3	41
永和 18-28H	2016/11/16	32.66	18.1	45
永和 18-33H	2016/12/20	30.63	21.3	46
永和 18-38H	2016/12/5	32.74	22.6	42
永和 18-2H	2014/7/19	15.95	8.6	45
永和 18-3H	2014/6/26	20.01	12.9	42
永和 18-7H	2014/12/21	9.46	8.6	43
永和 18-13H	2015/12/18	10.78	9.4	42
永和 18-14H	2016/4/11	21.59	8.8	43
永和 18-29H	2016/12/9	19.74	10.5	46
永和 18-34H	2016/12/13	22.2	11.7	41
永和 18-1H	2014/3/20	10.05	5.3	46
永和 18-4H	2014/12/14	13.75	6.4	38
永和 18-8H	2015/10/19	7.22	3.5	39
永和 18-12H	2016/1/29	16.52	6.2	41
永和 18-17H	2016/11/4	14.89	6.1	37
永和 18-19H	2016/11/4	13.51	6.1	35
平均			12.1	42

2) 类比法

水平井

同一盆地苏里格气田、大牛地气田开采时间早，生产时间长，水平井递减规律已呈现，都是衰竭式递减。苏里格气田初期递减率为 33~46%，平均递减率为 41%；大牛地气田初期递减率 38.8%左右。图 4-14 表明苏里格气田、大牛地等气田递减规律与永和 45-永和 18 井区水平井很相似。

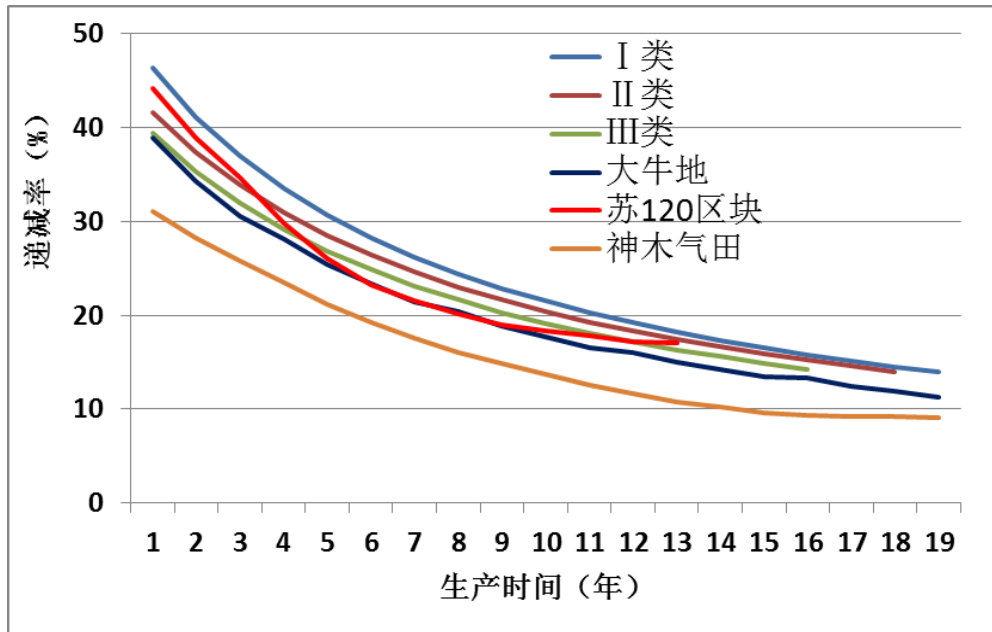


图 4-14 石楼西区块水平井递减率与邻近气田对比曲线图

直井

永和 45-永和 18 井区在目的层生产的直井生产井数少，生产不连续，结果并不具有代表性，采取类比大宁吉县大吉 5-6 井区递减率。

石楼西区块与大宁吉县区块属于鄂尔多斯盆地晋西挠褶带和伊陕斜坡交界处，大宁吉县区块大吉 5-6 井区与石楼西区块永和 45-永和 18 井区的构造特点与区域构造特征基本一致，都属于西部斜坡带，地层平缓，构造简单，无断层发育。利用地震及钻井资料综合完成了石楼西区块和大宁吉县部分区域山 2 层段、山 1 层段和盒层 8 段有效砂岩厚度等值线图，说明永和 45-永和 18 井区和大吉 5-6 井区所属同一个气田。区域内气藏类型、储层物性、地层压力，气体性质基本一致，是一个被矿权线分割的大气田。

大吉 5-6 井区生产区目前有 71 口生产井，其中水平井 5 口，直井 66 口。大吉 5-6 区块主要采用直井开发生产，在动态分析中选择直井不包括单独开采山 2³

层段的井，也不包括合采层山 2³ 亚段厚度大于 4m 的井，符合分析条件的井有 30 口。

通过对大吉 5-6 井区 30 口直井分析表明，不同直井 1/t 与 1/Gp 呈线性关系，因此水平井递减属于衰竭递减（n=0.5）。由此对生产区 30 口直井递减率进行计算，第二年平均年递减率为 22.7%。

（2）初始产量

水平井

永和 45-永和 18 井区生产区水平井，进行统计平均第一年初产 $11.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

I 类井位于富集区有效厚度大、物性好的区域。平均无阻流量为 $65.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，年平均初始单井日产量 $20.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

II 类井位于富集区有效厚度较大、储层物性较好的区域。平均无阻流量为 $29.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，年平均初始单井日产量 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

III 类井位于富集区有效厚度较薄、储层物性较差的区域。平均无阻流量为 $16.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，年平均初始单井日产量 $5.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

直井

通过对大吉 5-6 井区 30 口直井进行统计，第一年平均日产 $0.96 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ （表 4-3）。

表 4-3 大吉 5-6 井区 30 口直井递减规律和初产分析表

序号	井号	生产天数 (天)	目前累产 (万方)	第一年平均 日产 (万)	第一年递减率 (%)
1	大吉 7-8	463	572	2.55	22.1
2	大吉 5-7	461	1308	3.03	20.2
3	大吉 4-6 向 5	452	536	1.52	20.9
4	大吉 5-4 向 6	330	172	2.30	23.1
5	吉探 2	513	898	1.77	22.5
6	大吉 4-8 向 4	488	529	1.51	23.9
7	大吉 4-5 向 1	442	405	1.25	21.7
8	大吉 5-4A 向 5	210	229	1.02	23
9	大吉 4-9 向 2	455	285	0.98	17.9
10	大吉 4-9 向 4	411	379	0.92	15.7
11	大吉 4-5 向 4	449	300	0.93	22.2
12	大吉 4-8 向 6	486	529	0.96	24.7

序号	井号	生产天数 (天)	目前累产 (万方)	第一年平均 日产 (万	第一年递减率 (%)
13	大吉 5-7 向 1	475	250	0.83	24.7
14	大吉 5-3 向 5	391	365	0.85	23.2
15	大吉 7-6	213	124	0.79	20.7
16	大吉 4-10 向 3	272	117	0.62	20.4
17	大吉 6-6A 向 6	186	73	0.63	24.6
18	大吉 7-7	119	32	0.58	22
19	大吉 4-8 向 3	495	360	0.54	21.4
20	大吉 6-5B 向 1	69	20	0.65	18.2
21	大吉 5-3 向 6	115	49	0.62	23.9
22	大吉 5-4	311	125	0.54	25.8
23	大吉 11	474	193	0.47	29.6
24	大吉 5-4A 向 3	128	66	0.53	20.9
25	大吉 7-8 向 3	173	52	0.32	25.8
26	大吉 6-6	261	125	0.51	28.6
27	大吉 6-6 向 4	258	87	0.31	35.1
28	大吉 5-4A 向 4	126	39	0.25	25.3
29	大吉 7-10 向 6	128	73	0.63	42.8
30	大吉 6-6 向 2	258	71	0.25	24.2
平均		320	279	0.96	23.8

4.3 废弃产量及废弃压力

(1) 废弃产量计算

极限公式法根据《石油天然气行业标准》中的定义，当天然气的生产经营成本大于或等于销售净收入时的气藏产量即为废弃产量。

按照气价、税、生产成本、成本上涨率等参数进行计算：气价取值 1510 元/千方、商品率 0.95、单井固定操作成本 30 万及各种税率参照公式计算废弃产量为 $736\text{m}^3/\text{d}$ ，取整废气产量为 $800\text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 废弃压力计算

废弃压力是指气井具有工业开采价值的极限压力，它是计算气藏采收率或可采储量的重要参数，也是有关地面工程论证和设计的重要指标和依据，废弃地层压力由地质、开采工艺技术、输气压力及经济指标因素所决定。

参考苏里格气田和大宁吉县气田，永和 45-永和 18 井区预测废弃压力为 2.1MPa。

5 储量评估

5.1 OGIP 计算

5.1.1 国家储委审查、备案探明储量

石楼西区块永和 45-永和 18 井区主要目的层为山 2 段、山 1 段和盒 8 段，按中华人民共和国《石油天然气储量计算规范》（DZ/T0217—2005）行业标准，截止 2016 年底国家储委审查、备案探明储量含气面积 583.9km^2 ，探明地质储量 792.1410^8m^3 。其中，永和 18 井区在 2014 年 4 月向国家储委提交探明储量并通过备案，新增探明天然气地质储量 $156.88 \times 10^8\text{m}^3$ ，技术可采储量 $77.26 \times 10^8\text{m}^3$ ，永和 45 井区新增探明天然气地质储量于 2017 年 4 月份通过国土资源部审查，新增探明天然气地质储量 $635.26 \times 10^8\text{m}^3$ ，技术可采储量 $301.81 \times 10^8\text{m}^3$ 。

（1）计算单元划分

永和 45 和永和 18 井区上古生界气藏均属岩性圈闭为特征的定容气藏，山 2 段、山 1 段、盒 8 段气藏气藏类型、流体特征、温压参数基本相同，各层段的含气井段厚度均小于 50m，且各层段的气层均被泥岩或煤层等致密岩性分隔，因此，在两次分井区计算储量时，纵向上按组段划分为山 2 段、山 1 段和盒 8 段 3 个计算单元。

（2）探明储量计算参数的确定

含气面积

含气面积圈定的原则为：

- 1) 有效厚度边界：有效厚度等值线大于等于 3m 线，作为圈定含气面积的边界。
- 2) 矿权线边界：矿权线距储量起算下限井小于 3km 时，以矿权线作为气藏边界。
- 3) 已上报面积边界：与已探明储量的 30 井区之边界，作为已探明储量面积边界。
- 4) 井控边界：a. 边界圈定过气层井；b. 沿工业气流井外推 1.5km 确定；

c. 工业气流井与气层井井距之半。

运用上述原则圈定的各层段含气面积分别为：山 2 段永和 45 井区含气面积 337.80km^2 ，永和 18 井区含气面积 31.95km^2 ，合计 369.75km^2 ；山 1 段永和 45 井区含气面积 195.74km^2 ，永和 18 井区含气面积 72.60km^2 ，合计 268.34km^2 ；盒 8 段永和 45 井区含气面积 388.88km^2 ，永和 18 井区含气面积 85.74km^2 ，合计 474.62km^2 。

有效厚度

经过对本区试气与有效厚度关系分析，得出在有效厚度为 3m 时，具备达到储量起算下限试气产量标准，因此，山 2 段、山 1 段和盒 8 段统一采用 3m 作为有效厚度起算标准。

单井有效厚度取该单元内井点的累计厚度值，本次探明储量计算有效厚度值采用等值线面积权衡求取，永和 45 井区 3 个计算单元平均有效厚度取值为：山 2 段为 9.9m、山 1 段为 5.7m、盒 8 段为 7.9m；永和 18 井区 3 个计算单元平均有效厚度取值为：山 2 段为 8.0m、山 1 段为 15.2m、盒 8 段为 7.7m。

有效孔隙度

有效孔隙度采用测井解释结果。单井单元平均有效孔隙度取该井该单元有效厚度加权平均值；各计算单元取值采用经过覆压校正后的等值线面积权衡值。最终取值结果，永和 45 井区山 2 段为 7.1%、山 1 段为 6.6%、盒 8 段为 6.5%；永和 18 井区山 2 段为 6.7%、山 1 段为 6.8%、盒 8 段为 6.3%。

原始含气饱和度

单井平均原始含气饱和度取测井解释的原始含气饱和度体积加权平均值。储量计算中原始含气饱和度采用岩心分析孔隙度与含水饱和度折算法和测井算法两种方法对比综合取值，在保守原则下，取值选用较小值。各计算单元平均原始含气饱和度取值分别为：永和 45 井区山 2 段为 70.5%、山 1 段为 67.5%、盒 8 段为 63.1%；永和 18 井区山 2 段为 71.5%、山 1 段为 65.2%，盒 8 段为 63.5%。

原始地层压力

各计算单元原始地层压力采用实测的 31 个地层压力资料，储量计算所需的地层压力值按压力梯度公式计算值和实测地层压力算术平均值对比求取，保守取

小值。各计算单元原始地层压力取值分别为：永和 45 井区山 2 段 20.599MPa、山 1 段 19.543MPa、盒 8 段为 18.682MPa；永和 18 井区山 2 段 20.53MPa、山 1 段 18.74MPa、盒 8 段为 18.57MPa。

地层温度

地层温度采用实测的 31 个地层温度资料，地层温度的取值按地温梯度公式计算和实测地层温度对比求取，保守取较大值。各计算单元地层温度取值分别为：永和 45 井区山 2 段为 347.25K、山 1 段为 344.25K、盒 8 段为 340.99K；永和 18 井区山 2 段为 347.25K、山 1 段为 342.25K、盒 8 段为 340.99K。

原始气体偏差系数

根据石楼西区块内天然气组份分析资料和高压物性分析求取原始气体偏差系数，按照保守原则，选用了较大值，以高压物性分析法计算的结果作为储量计算值，最终取值结果为：永和 45 井区和永和 18 井区均为：山 2 段 0.904、山 1 段 0.897、盒 8 段为 0.890。

地面标准压力、地面标准温度

地面标准压力取 0.101MPa，地面标准温度取 293.15K。

(3) 计算公式及方法

按照《石油天然气储量计算规范》(DZ/T0217—2005) 要求，结合本区勘探开发现状，石楼西区块南部永和 18 井区与永和 45 井区新增天然气探明储量计算均采用容积法，计算公式如下：

$$G = 0.01A \cdot h \cdot \Phi \cdot S_{gi} \frac{P_i \cdot T_{sc}}{P_{sc} \cdot T \cdot Z_i}$$

式中：

G—天然气原始地质储量 (10 ⁸ m ³)；	A—含气面积 (km ²)；
h—平均有效厚度 (m)；	Φ—平均有效孔隙度 (f)；
S _{gi} —平均原始含气饱和度 (f)；	T—平均地层温度 (K)；
T _{sc} —地面标准温度 (K)；	P _i —平均原始地层压力 (MPa)；
P _{sc} —地面标准压力 (MPa)；	Z _i —原始气体偏差系数，无因次量。

(4) 探明储量计算结果

根据上述确定的各项储量计算参数,采用容积法计算地质储量。永和 45 井区山 2 段气藏探明地质储量 $318.81 \times 10^8 \text{m}^3$;永和 18 井区山 2 段气藏探明地质储量 $23.24 \times 10^8 \text{m}^3$,合计探明地质储量 $342.05 \times 10^8 \text{m}^3$,单层储量丰度 $0.93 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

永和 45 井区山 1 段气藏探明地质储量 $91.31 \times 10^8 \text{m}^3$;永和 18 井区山 1 段气藏计算单元探明地质储量 $86.73 \times 10^8 \text{m}^3$,合计探明地质储量 $178.04 \times 10^8 \text{m}^3$,单层储量丰度 $0.66 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

永和 45 井区盒 8 段气藏探明地质储量 $225.14 \times 10^8 \text{m}^3$;永和 18 井区盒 8 段气藏探明地质储量 $46.91 \times 10^8 \text{m}^3$,合计探明地质储量 $272.05 \times 10^8 \text{m}^3$,单层储量丰度 $0.57 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

永和 45 井区-永和 18 井区的天然气探明地质储量 $792.14 \times 10^8 \text{m}^3$,3 层叠合含气面积 606.72km^2 ,储量丰度 $1.31 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

5.1.2 OGIP 结果

《石油天然气储量计算规范》(DZ/T0217—2005)行业标准,基本符合 PRMS-SPE 管理系统中 2P 储量中 OGIP 计算要求。本次储量评估 OGIP 含气面积 583.9km^2 ,OGIP 792.1410^8m^3 。

5.2 未来工作计划

目前在地质综合研究、开发试验区取得的成果和认识上,对该气田进行未来工作计划安排,针对石楼西区块永和 45-永和 18 井区储层低渗、低产、非均质性强的特点,为保证气藏得以合理开发应坚持以下原则:

- (1) 以效益为中心,确保气田达到经济、科学、高效开发;
- (2) 优先动用储量富集区,集中建产,利用区块、层系综合接替,滚动开发实现稳产;
- (3) 采用先进适宜的开采技术,提高单井产量,降低开发成本;
- (4) 充分利用探明储量,提高储量动用程度;
- (5) 满足供气合同及稳产期要求。

5.2.1 开发层系划分

对于多层气藏，把地质特征相近的若干气层组合在一起，单独用一套井网开发，这套气层就是一套开发层系。开发层系划分应在综合研究储层特征、压力系统、驱动类型、流体组分、隔层条件的基础上，按照压力系统和气层特征相近的原则，合理划分开发层系，提高储量动用程度和开发效果。

石楼西区块多层含气，区内发育山 2、山 1 和盒 8 段三套含气层系，采用三套层系水平井开发；非水平井部署区，两段以上叠合区部署直井，含气层系具有相近的温压系统，平均压力系数分别为 0.91、0.90，地温梯度为 $2.73^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ；气体组分基本一致，无边底水，应用直井或定向井开发，可以做为是一套开发层系进行合层开采。

5.2.2 开发方式

（1）开发方式

石楼西区块永和 45-永和 18 井区山 2、山 1、盒 8 段气藏是典型的岩性气藏，开发区内未见边底水，属于定容弹性驱动气藏，应采用天然能量衰竭、后期地面增压方式开采。

（2）开发井型

根据石楼西区块永和 45-永和 18 井区开发现状，借鉴苏里格气田、子洲气田开发经验：

永和 45-永和 18 井区山 2 段、山 1 段和盒 8 段采用水平井开发为主，直井（定向井）开发为辅进行生产。

（3）储层改造方式

石楼西区块为特低孔、特低渗气藏，必须经过储层水力压裂才能得到较为理想的工业产量。从生产动态分析也可看出，储层改造的成功与否直接影响到气藏的有效开发。因此，为保证永和 45-永和 18 井区地下储量得以有效开发、特别是确保水平井可以控制更多储量，必须做好压裂改造储层。直井采用分层压裂合层开采的方式生产，水平井采用多段压裂的方式生产。

永和 45-永和 18 井区开发效果表明，目前水平井压裂效果有很大的突破，随着压裂工艺的提高，压裂效果会越来越好。

(4) 接替方式

根据国内外低渗、低丰度气田的开发经验，方案采用层系接替保持稳产。

5.2.3 合理井网井距

5.2.3.1 井网井距

(1) 气田地质特征

井网方式论证主要考虑砂体展布规律、储层裂缝发育情况和地层最大主应力方向三个主要因素。

1) 砂体展布规律

根据地质研究成果，石楼西区块气藏为大型辫状河三角洲前缘沉积，物源来自于区块北部，有利沉积微相主要为水下分流河道，区域上河道砂体总体呈南北向长条形展布，局部呈现出摆动性的特点。

2) 裂缝发育情况

地震和钻井资料尚未发现断层，表明该区断层不发育，构造简单，储层裂缝不发育。

3) 地层最大主应力

永和 32 井、永和 35 井、永和 37 井、永和 38 井和永和 39 井的交叉偶极阵列声波测井解释成果显示，石楼西区块山 2、山 1、盒 8 段地层的最大主应力方向均为北东—南西方向。

综上所述，由于永和 45-永和 18 井区砂体近南北向展布、裂缝不发育、地层最大主应力方向为北东—南西向，所以方案设计中采用南北向为排距、东西向为井距的井网。该井网方式可以满足不同砂体分布特征，提高条带状砂体的钻遇率。确定的开发井网如下：

水平井：为北西~南东 15°交错井网（图 5-1），但可根据开发井随钻情况及井场位置等进行适当调整。

直井（定向井）：采用南北向为排距、东西向为井距的长方形井网（图 5-2）。该井网方式可以满足不同砂体分布特征，提高条带状砂体的钻遇率。

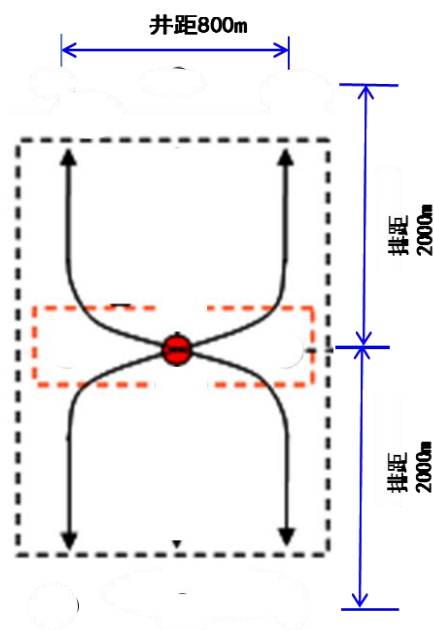


图 5-1 石楼西区块永和 45-永和 18 井区水平井井网示意图

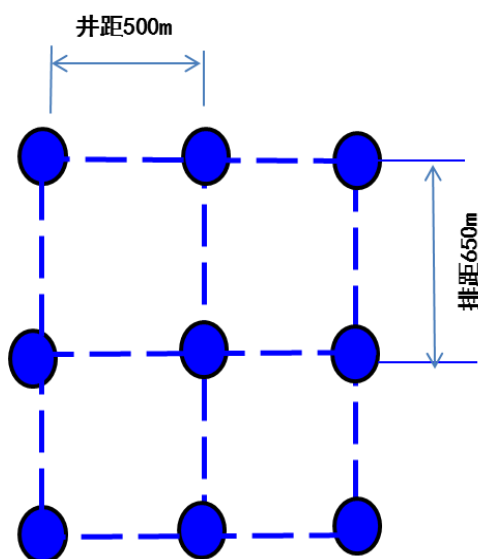


图 5-2 石楼西区块永和 45-永和 18 井区直井长方形井网示意图

(2) 动态分析及井组数值模拟研究

1) 动态分析

永和 45-永和 18 井区的永和 18-2H、3H 分别为 2014 年 7 月和 2014 年 5 月投产，井距为 810 米，虽已生产两年多，但相互之间互不影响，说明两井之间没有井间干扰；永和 18-2H、10H 井距为 550 米，永和 18-10H 井 2015 年 11 月份投产，18-2H 当时关井，关井后压力不升反而随着 18-10H 井生产油压快速下降，说明两井之间干扰所致。

物质平衡法表明永和 18-2H、3H 投产两年来，按照各自规律运行，说明相互之间并没有出现干扰；永和 18-10H 井 2015 年 11 月份投产，几天后 18-2H 物质平衡曲线出现斜率的变化，说明井间有干扰。从另一方面证明永和 18-2H 和 10H 之间有干扰。

以上分析说明水平井井距 800 米比较合适。

物质平衡法计算永和 45-永和 18 井区 5 口水平井泄气半径 400m，从目前永和 45-永和 18 井区生产区动态分析认为水平井井距 800m 比较合适。

2) 数值模拟研究

根据永和 45-永和 18 井区生产井历史拟合，完成了对永和 45-永和 18 井区的数值模拟模型的校验。根据对有效砂体长度和宽度的认识，以及考虑到直井的井距结果可以推广应用到水平井，设计了 2 个层系，山 2 和山 1 及盒 8 段，分别采用 5 套方案，对井距和排距组合进行了模拟计算。

数值模拟方案指标对比，认为永和 45-永和 18 井区山 1 和盒 8 段气藏适宜直井、采用 500m×650m 的井网开发，山 2 段水平井适宜井距 800m 开发。

(3) 与相似气田类比

苏里格气田苏 5 等区块与永和 45-永和 18 井区具有相似的地质特征，苏里格气田苏 5 等区块的开发经历给本方案予以启示。目前苏里格气田多个区块采用 500m×650m 井网开发，效果较好。

大宁吉县在石楼西区块南部，地质特征与永和 45-永和 18 井区基本接近，目前开发方案采用 500m×500m~800m 的井网生产。

综合评价认为，永和 45-永和 18 井区与苏里格气田、大宁吉县气藏具有很好的相似性，直井采用 500m×650m 的开发井网，水平井井距 800m 较为稳妥。

5.2.3.2 水平段长度

对于常规气藏或较为均质的储层，水平井段越长，其产能提高幅度越大。但由于永和 45-永和 18 井区储层具有较强的非均质性，因此，水平井产能与水平井段长度并非简单的线性关系。

对于永和 45-永和 18 井区而言，合理的水平段长度要综合考虑有效砂体规模、产能与经济效益。

(1) 动态分析

石楼西区块永和 45-永和 18 井区已完钻水平井 26 口,平均水平段长度 1178m,从试气资料分析水平井无阻流量与实钻水平段长度有一定的线性关系,水平段越长无阻流量越大,无阻流量越大产量也就越高。

(2) 数值模拟

利用永和 45-永和 18 井区试采井历史拟合结果,完成了对永和 45-永和 18 井区的数值模拟模型的校验。根据对有效砂体长度和宽度的认识,设计山 2 段储层采用 5 套方案,对水平段长度组合进行了模拟计算。

生产初期,随着水平段长度增加,初始日产量、累产气逐渐增加,水平段长度超过 1200~1400m,累产增加幅度变小,说明水平段长度 1200~1400m 时适宜永和 45-永和 18 井区。

(3) 相邻气田

榆林-子洲气田低渗透储层的压裂水平井水平段长度超过 1400m 以后,随水平井水平段长度增加,水平井产量增量变小,水平段长度在 1300m 左右比较合理。

苏格气田生产实践表明:早期 2010~2012 年期间水平井水平段长度在 1000m 以内,2012 年以后,随着水平井配套技术的进步,水平井段长度逐渐增大,目前在 1200m 以上。

根据永和 45-永和 18 井区山 2 段储层展布规律,开发区生产动态分析、气藏工程论证、理论计算、数值模拟结果及临近榆林气田、苏里格气田水平井水平段长度,并考虑到目前区块内钻机的实际钻井能力及施工的难易程度,水平段长度在 1300m,靶前距 350m,合理排距 2000m。

5.2.3.3 轨迹优化设计

根据石楼西区块永和 45-永和 18 井区山 2 段储层砂体叠置关系,水平段轨迹设计采用如下两种模式:

(1) 平直型:气层单一且具有一定的厚度,其它层含气不稳定、连续性差,水平井轨迹选用平直型,本概念方案水平井部署区域大部分都属于这种类型。

(2) 阶梯型:稳定发育两套气层,且中间泥岩隔夹层厚度压裂缝难以沟通,为充分动用两层地质储量,水平井轨迹选择阶梯型。

5.2.3.4 布井厚度

永和 45-永和 18 井区山 2、山 1 和盒 8 段的储量丰度、厚度变化范围和钻井投资已给出。根据极限法公式计算，水平井布井区厚度应大于 4m、直井及定向井应大于 6m(表 5-1)。

表 5-1 石楼西区块永和 45-永和 18 井区最小布井厚度确定

参数	水平井	直井
	800m×2000m	500m×650m
单井最小累计采气量(10^4m^3)	2558	852
最小单井控制地质储量(10^4m^3)	3198	2130
储量丰度($10^8\text{m}^3/\text{km}^2$)	0.72	1.3
单井控制面积(km^2)	1.5	0.33
最小布井厚度(m)	3.5	6.0

5.2.4 开发井部署

根据永和 45-永和 18 井区地质特点，结合周边气田开发情况，永和 45-永和 18 井区开发部署原则如下：

- (1) 山 2 层段、山 1 层段和盒 8 层段有效厚度大于最小布井厚度区域部署水平井；
- (2) 非水平井部署区两层段以上叠合区域，部署直井（定向井）。
- (3) 有效厚度小于最小布井厚度区域，暂不部署开发井。
- (4) 水平段尽可能置于主力小层，且置于层段底部，保证水平井能尽量多动垂向储量。
- (5) 开发区暂没上报探明储量区域，作为潜力储量，择机动用。

5.2.4.1 开发技术指标

永和 45-永和 18 井区水平井开发指标根据目前已有水平井动态资料预测，水平井分为富集区水平井和次富集区水平井两大类，直井开发指标根据大宁吉县大吉 5-6 井区直井生产数据归一化所得。

根据气藏工程研究成果，本概念方案采用的主要指标如下（表 5-2）。

表 5-2 石楼西区块永和 45-永和 18 井区水平井、直井开发指标表

井型	区域	气井产量 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	稳产时间 (a)	累计产气量 (10^4m^3)
水平井	富集区	11.6	1	10379
	次富集区	5	1	5943
直井	叠合区	0.96	1	1524

5.2.4.2 概念方案设计与指标

概念方案设计水平井三套井网，直井一套井网，年产能 $18 \times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ 。

概念方案设计山 2 段和山 1 段有效厚度大于 4m 和盒 8 段有限厚度大于 6m 区域布署水平井，山 1 段、盒 8 段和山 2（低丰度区）段有效厚度大于 6m 范围内部署直井（定向井），为降低开发风险，优先开发储量富集区水平井；建产期 5 年，共需钻水平井 390 口，直井 70 口，利用探井、评价井和开发井 53 口（水平井 28 口，直井 25 口）；单井配产比例初产是无阻流量 1/3，动用天然气地质储量 $738 \times 10^8\text{m}^3$ 。概念方案可达到产能 $18.0 \times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，稳产 11 年，累计产气量 $315.9 \times 10^8\text{m}^3$ （图 5-3、图 5-4）。

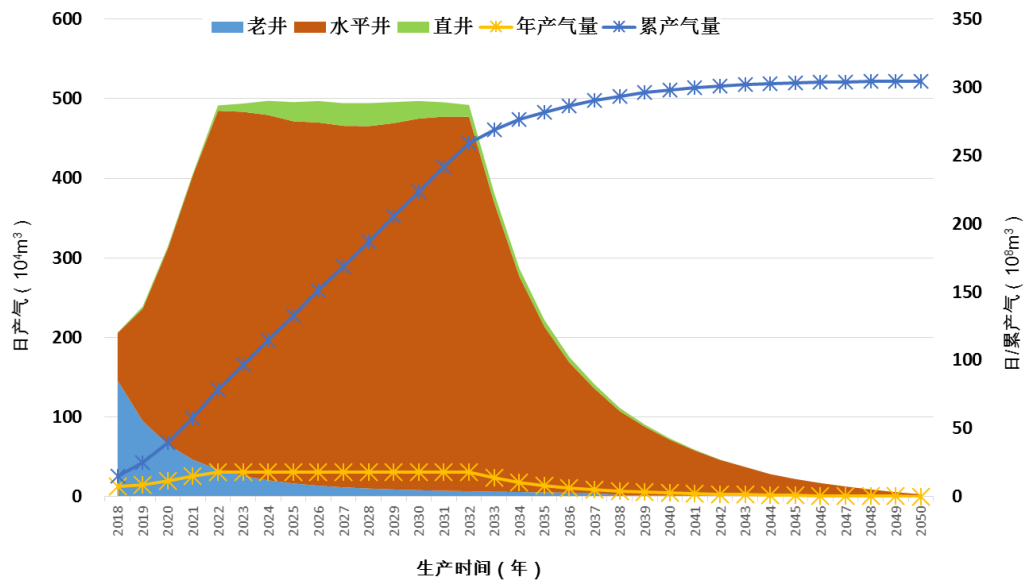


图 5-3 石楼西区块永和 45-永和 18 井区概念方案逐年生产能力及累计产量预测图

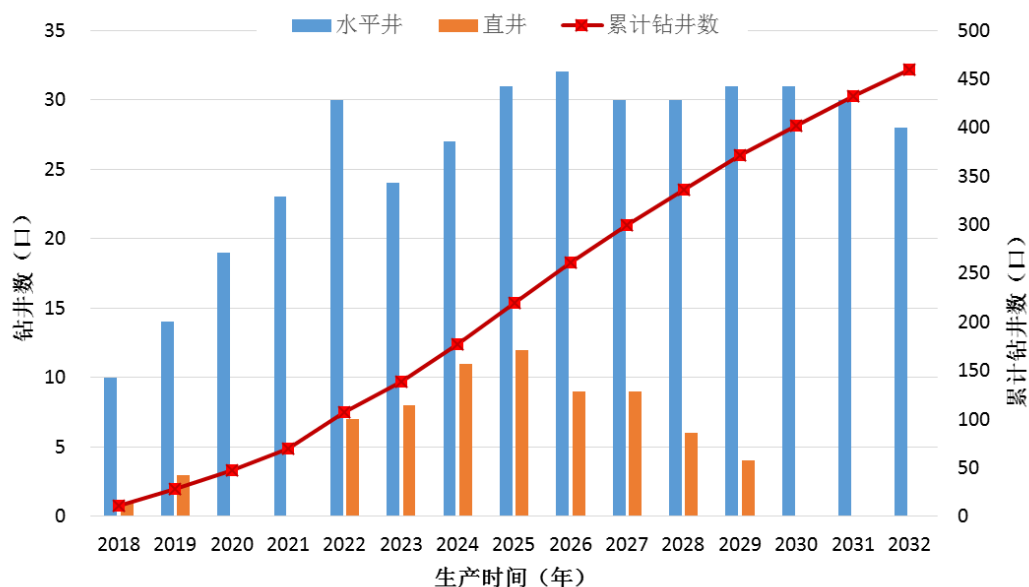


图 5-4 石楼西区块永和 45-永和 18 井区概念方案逐年钻井工作量及累计钻井数图

5.2.4.3 开发部署井

未来钻井计划水平井 390 口，直井 18 口，定向井 52 口（表 5-3），开发井井位部署图（图 5-5、图 5-6、图 5-7）。

表 5-3 石楼西区块永和 45-永和 18 井区未来工作计划表

年度	水平井			直井			年产量
	富集区		次富集区	老井	新井		
	老井	新井			新井	直井	定向井
2018	28	10		14	1		8.04111
2019		14		5		3	9.49822
2020		19		5			12.01288
2021		20	3	1			15.19813
2022		20	10		2	5	18.20901
2023		10	14		2	6	18.21948
2024		5	22		3	8	18.28834
2025			31		3	9	18.19586
2026			32		2	7	18.21746
2027			30		2	7	18.10164
2028			30		2	4	18.08914
2029			31		1	3	18.12863
2030			31				18.17075
2031			30				18.10673
2032			28				17.97957
2033							13.94354

年度	水平井			直井			年产量
	富集区		次富集区	老井	新井		
	老井	新井	新井		直井	定向井	10 ⁸ m ³ /a
2034							10.49049
2035							8.11902
2036							6.41257
2037							5.16095
2038							4.06946
2039							3.30390
2040							2.66930
2041							2.14580
2042							1.69869
2043							1.36057
2044							1.03180
2045							0.80556
2046							0.62086
2047							0.46321
2048							0.32605
2049							0.20643
2050							0.10352

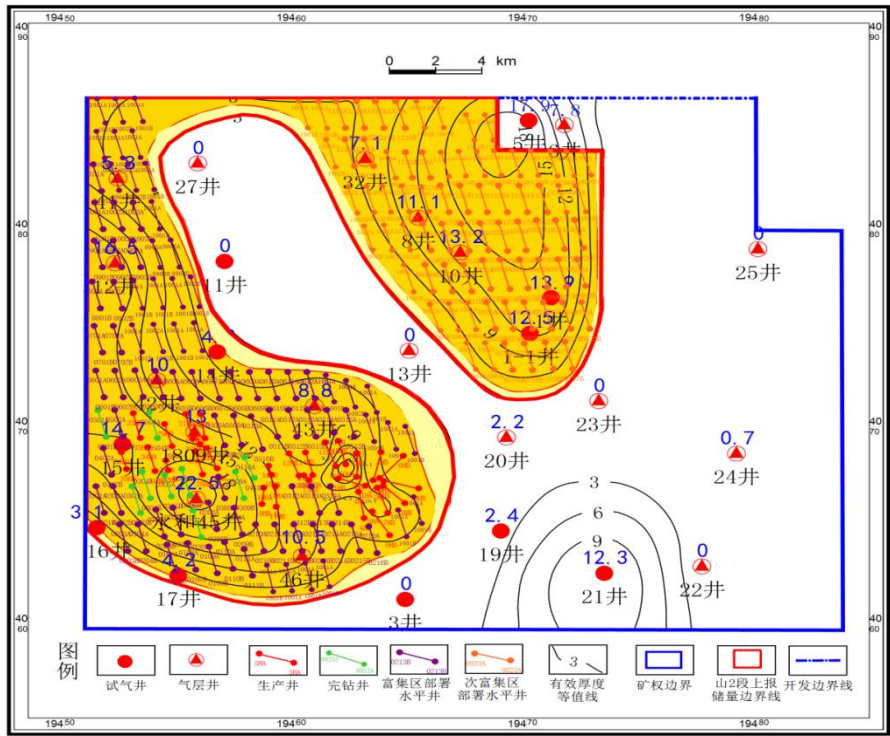


图 5-5 石楼西区块永和 45-永和 18 井区山 2 段水平井部署图

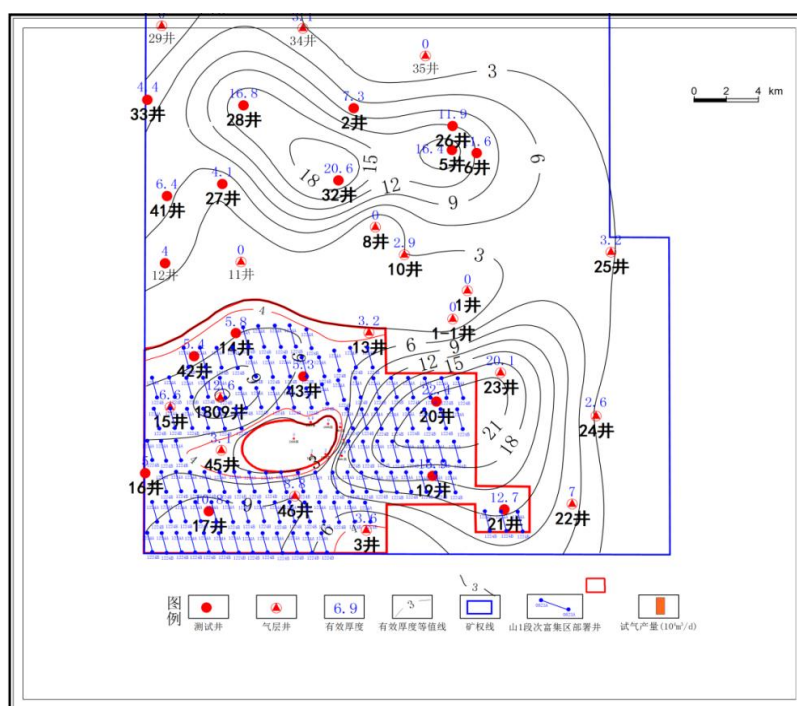


图 5-6 石楼西区块永和 45-永和 18 井区山 1 段水平井部署图

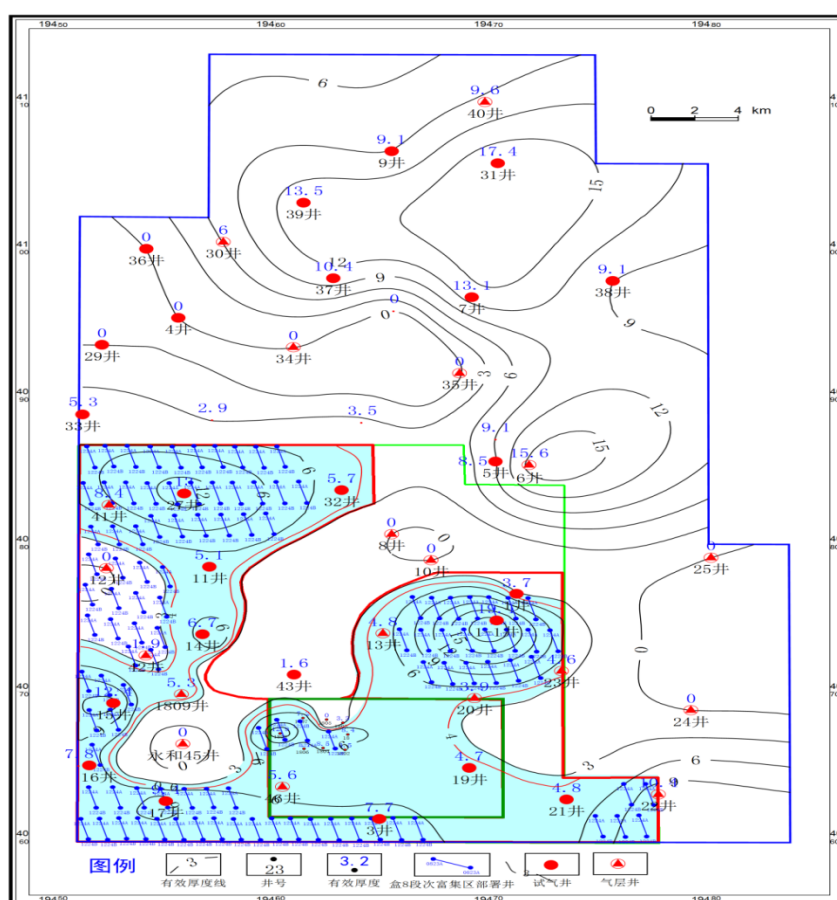


图 5-7 石楼西区块永和 45-永和 18 井区盒 8 段水平井部署图

5.3 储量分级分类及评估方法

5.3.1 储量分级分类

(1) 证实储量

证实储量是指在指定评估日，通过地质和工程数据分析，在确定的经济条件、操作方式和政府规章制度下，具有合理的确定性、将来可以从已知油气藏中经济采出的石油的数量。如果采用确定性方法，合理的确定性术语意味着具有高置信度可采量。如果采用概率方法，至少有90%的概率实际可采量等于或大于估计值。

1) 证实已开发储量

是指通过现有井、采用现有设备和操作方法，预期可采出的储量。下列几种情况也可纳入已开发储量范畴：①、在多油（气）层油（气）藏的同一开发层系中已投入开发的全部储量；②、同一个油气藏或区块部分已开发，由开发井网控制的含油气范围；③、所占储量比例小于 10%的开发井网外暂未部署开发井的低丰度储量或边水层状油藏的油水过渡带储量；④、在生产一年以上且具有连续生产能力的开发生产试验区、试采区和零散井区，沿井外推 1 个开发井距圈定的范围；⑤、如上述外推的边界之间的距离小于 1 个开发井距，或外推边界与证实边界之间的距离小于 1.5 个开发井距，则应连片圈定证实已开发储量。

2) 证实未开发储量

指预期从未钻井地区的新井中、或需要支出相对多的费用进行重新完井中能够采出的储量。未钻井地区的储量仅限于那些与钻井紧邻可生产单元中的储量。对于其它未钻井地区，只有在肯定与现有产层有相连续的产层的情况下，才能够定为证实储量。任何地区，只要注水或其它提高采收率技术的实施尚在设想中，其储量都不能归类为证实未开发储量，除非这些技术经过同一地区、同一油藏中所进行的试验证实是有效的。

(2) 概算储量

概算储量是通过地质和工程数据分析指出的那部分附加储量，比证实储量的开采可能性低，但是又比可能储量开采的确定性高。实际剩余的可采量可能高于或低于证实储量与概算储量(2P)之和。根据上下文，采用概率方法，至少有50%

的概率实际可采量等于或大于2P的估计值。

(3) 可能储量

可能储量是通过地质和工程数据分析指出比概算储量的开采可能性低的那部分附加储量。从项目中最终可采的总量具有低的可能性超过证实储量、概算储量和可能储量(3P)之和，相当于高估值的情况。当采用概率方法，至少有10%的概率实际可采量等于或大于3P的估计值。

(4) 储量分级分类结果

根据储量分级和分类的原则，目前 53 口井为已开发储量（PD 井 34 口，PDNP 井 19 口），未来工作计划 460 口井其中水平井 390 口、直井 18 口、定向井 52 口进行分级分类（图 5-8、图 5-9、图 5-10），其中 P1 储量共 171 口井，其中已开发储量 53 口，未开发储量 118 口，P2 储量共 342 口。

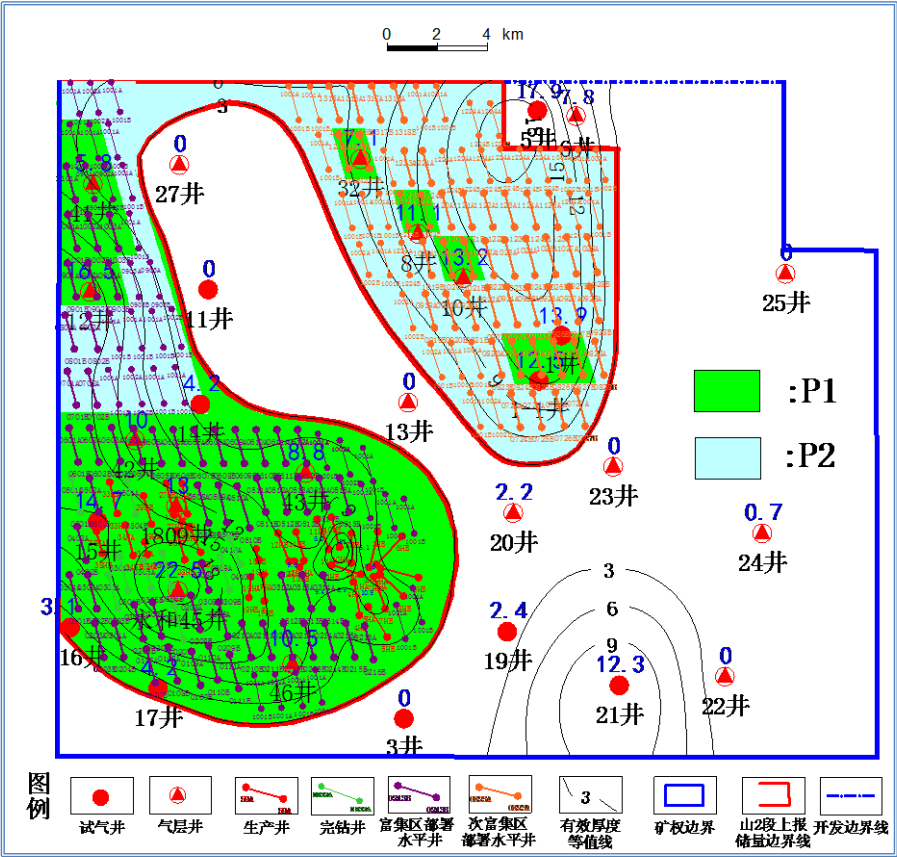


图 5-8 石楼西区块永和 45-永和 18 井区山 2 段储量分级分类图

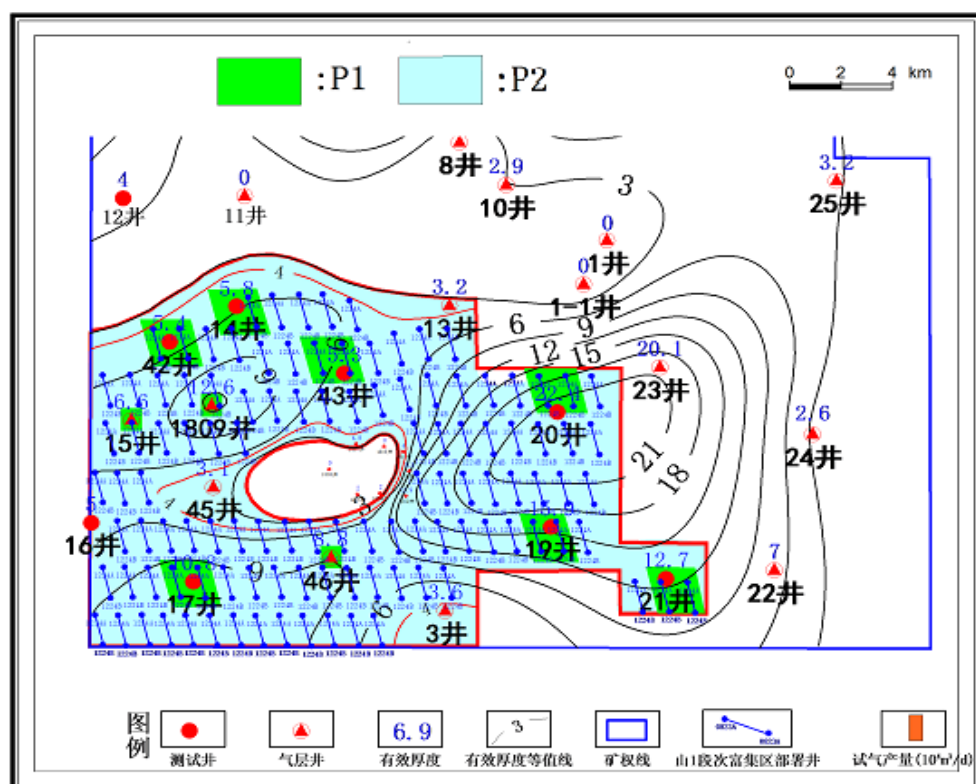


图 5-9 石楼西区块永和 45-永和 18 井区山 1 段储量分级分类图

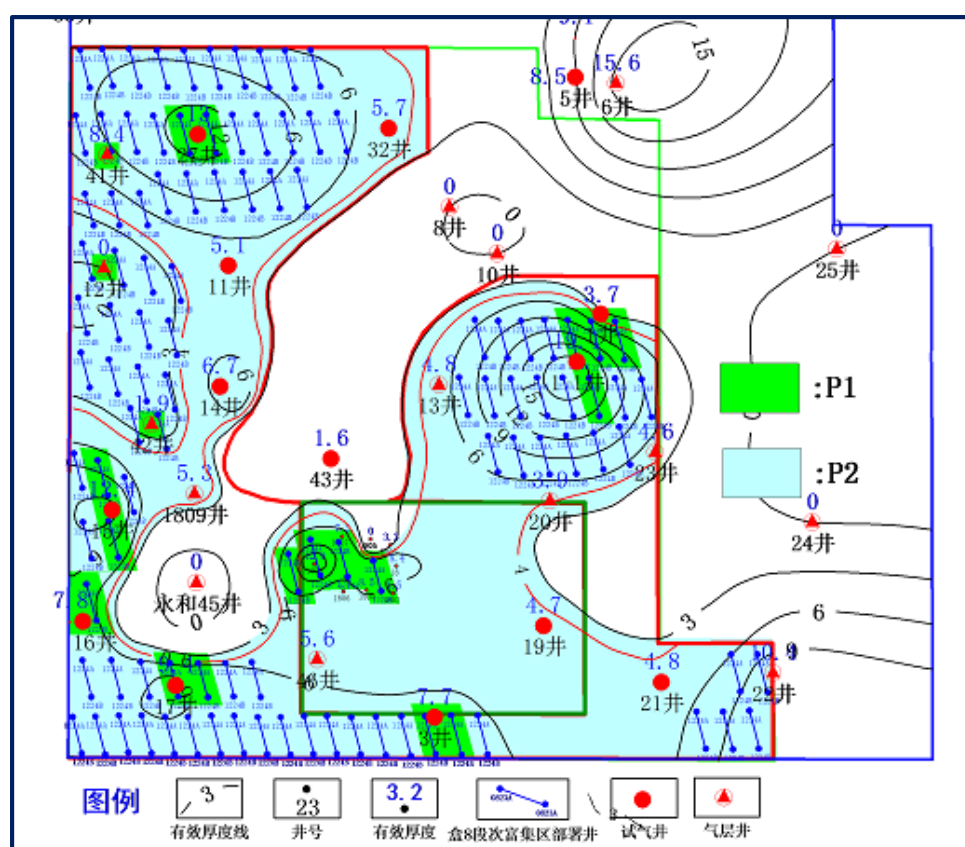


图5-10 石楼西区块永和45-永和18井区盒8段储量分级分类图

5.3.2 储量评估方法

(1) 动态法评估

是指利用矿场实际资料如油、气、水及压力等数据的变化规律评估储量的方法。它是针对开发时间较长、并且有一定油、气、水运动规律的油气藏进行统计分析，研究未来的发展趋势，进行储量评估的一种主要方法。主要包括：

- 1) 月产气量与时间关系曲线法；
- 2) 月产气量与累积产气量关系曲线法；
- 3) 视地层压力与累积产量关系曲线法。

本次评估方法已开发主要递减曲线为主，如月产量与时间法，未开发储量主要以递减法和类比法相结合。

经济极限：是指能够支付直接作业成本的最低产量。经济极限的计算依据可以是一口井、一个油藏或一个油田。经济极限可以有不同的表现形式，如产油量或产气量、废弃压力、最大含水率、水油比以及最大汽油比等。

$$\text{极限油（气）产量} = \frac{\text{固定成本}}{(\text{油(气)价} - \text{吨油或气税费} - \text{吨油(气)可变成本}) \times \text{商品率}}$$

(2) 容积法评估

通过对油气藏的分布范围、有效厚度、孔隙度、含水饱和度的评估结合油气的化学组成、油气藏压力及温度计算地表条件下的含油气体积或重量的一种静态评估方法。它是勘探阶段及开发初期评估油气储量最常用的方法之一。油田开发后期，结合动态资料也可用于评估剩余储量分布和判断开发井距的合理性。随着钻井资料的增加和资料采集与评估技术的发展，需要对容积法储量评估结果及时修正。

5.4 投资与成本估算

5.4.1 投资估算

本项目总投资估算包括未来钻井投产、完井投资、地面工程投资和前期投资。

前期投资: 166258 万元

新增投资

开发方案共设计水平井 390 口，直井 18 口，定向井 52 口；地面工程共新建采气平台井场 100 座、新建采气井 460 口；新建集气站 10 座，扩建集气中心处理站 1 座，新建生产调度中心 1 座；新建采气管线 347.22km，集气支干线 74.87km 及相关地面配套设施。

(1) 钻完井投资

开发方案从 2018 年 1 月份开始安排新钻井，共需新钻井 460 口，其中直井 18 口，定向井 52 口，水平井 390 口。

直井单井费用：单井综合钻井成本 485 万元/口，单井完井成本为 249 万元/口；直井单井总成本为 734 万元/口。

定向井单井费用：单井综合钻井成本 517 万元/口，单井完井成本为 249 万元/口；定向井单井总成本为 766 万元/口。

水平井单井费用：单井综合钻井成本 1237 万元/口，单井完井成本为 963 万元/口；水平井单井总成本为 2200 万元/口。

单井钻完井投资估算（表 5-4、表 5-5）。

表 5-4 石楼西区块永和 45-永和 18 井区单井完井投资估算表

井类别	项目名称	平均单井费用（万元）
直/定向井	射孔费	4
	2-7/8" 油管	23
	压裂费用	222
	合计	249
水平井	3-1/2"油管	16
	2-7/8" 油管	26
	压裂	920
	井下节流器	1
	合计	963

表 5-5 石楼西区块永和 45-永和 18 井区单井钻井投资估算表

井型	井深	项目	金额	单井总费用	单井综合米费
	(米)		(万元)	(万元)	(元/米)
直井	2262	1 钻前工程费用	28	485	2144
		2 钻井作业费用	318		
		3 套管及附件	41		
		4 井口装置	18		
		5 固井工程费用	28		
		6 测井费用	21		
		7 综合录井	12		
		8 钻井液环保处理	8		
		9 技术及人员服务	11		
定向井	2405	1 钻前工程费用	28	517	2149.7
		2 钻井作业费用	339		
		3 套管及附件	43		
		4 井口装置	18		
		5 固井工程费用	31		
		6 测井费用	24		
		7 综合录井	13		
		8 钻井液环保处理	8		
		9 技术及人员服务	13		
水平井	3949	1 钻前工程费用	35	1237	3132.4
		2 钻井作业费用	1006		
		3 套管及附件	51		
		4 井口装置	20		
		5 固井工程费用	41		
		6 测井费用	36		
		7 综合录井	20		
		8 钻井液环保处理	10		
		9 技术及人员服务	18		

则项目评价期内需钻井 460 口,总投资 911044 万元,其中新钻井投资 518044 万元 (表 5-6), 完井投资 393000 万元 (表 5-7)。

表 5-6 永和 45-永和 18 井区新钻井投资估算表 单位：万元

投资时间	钻井投资			
	水平井	直井	定向井	小计
2018	12370	485	0	12855
2019	17318	0	1551	18869
2020	23503	0	0	23503
2021	28451	0	0	28451
2022	37110	970	2585	40665
2023	29688	970	3102	33760
2024	33399	1455	4136	38990
2025	38347	1455	4653	44455
2026	39584	970	3619	44173
2027	37110	970	3619	41699
2028	37110	970	2068	40148
2029	38347	485	1551	40383
2030	38347	0	0	38347
2031	37110	0	0	37110
2032	34636	0	0	34636
合计	482430	8730	26884	518044

表 5-7 永和 45-永和 18 井区新钻井完井投资估算表 单位：万元

投资时间	完井投资			
	水平井	直井	定向井	小计
2018	9630	249	0	9879
2019	13482	0	747	14229
2020	18297	0	0	18297
2021	22149	0	0	22149
2022	28890	498	1245	30633
2023	23112	498	1494	25104
2024	26001	747	1992	28740
2025	29853	747	2241	32841
2026	30816	498	1743	33057
2027	28890	498	1743	31131
2028	28890	498	996	30384
2029	29853	249	747	30849
2030	29853	0	0	29853
2031	28890	0	0	28890
2032	26964	0	0	26964
合计	375570	4482	12948	393000

(2) 地面工程投资

本项目地面工程的研究范围主要包括石楼西区块永和 45 井区-18 井区开发的地面天然气集输系统，仪表与自动控制、通信、供配电、排采污水处理、总图布置、建筑与结构、给排水及消防、供热及采暖通风、道路工等配套系统工程建设方案及主要工程量和投资估算三部分，不包括商品天然气外输管道工程部分。

1) 集气工程

按照气藏地质和气藏开发井部署方案，结合石楼西区块的地理位置、地形地貌和建产规模，编制石楼西区块永和 45-18 井的 $18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 天然气产能开发地面工程建设总体规划，并针对 $18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能建设中的井场、采气管线、集气站、集气支干线以及集气中心处理站、生产调度中心等提出合理的建设方案以及分期实施计划。

2) 配套系统工程

编制与鄂东气田石楼西区块永和 45 井区-18 井区 $18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能开发建设相对应的仪表与自动控制、通信、供配电、给排水、总图、道路、消防、HSE 等配套工程的建设方案。

3) 主要工程量及投资估算

编制鄂东气田石楼西区块永和 45 井区-18 井区 $18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产能开发建设地面工程主要工程量，并在此基础上编制地面工程建设投资估算。

根据鄂东气田石楼西区块永和 45 井区-18 井区 $18 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 开发部署方案，永和 45 井区-18 井区开发建产期为 5 年，稳产期为 11 年，共新建采气平台井场 100 座；新建集气站 10 座，扩建集气中心处理站 1 座，新建生产调度中心 1 座；新建采气管线 347.22km，集气支干线 74.87km 及相关地面配套设施。

4) 投资估算

本地面工程建设估算总投资（不含增值税）为 85384 万元，其中工程费用为 63530 万元，其他费用为 12706 万元，预备费为 9148 万元（表 5-8、表 5-9）。

表 5-8 永和 45-永和 18 井区地面建设工程投资估算明细表 单位：万元

序号	项目或费用名称	设备购置 费	安装工程 费	建筑工程 费	其他费 用	合计
	建设投资（含增值税）	19255	28003	24124	24555	95937
	建设投资(不含增值税)	17137	24922	21470	21854	85384
	其中:增值税	2118	3080	2654	2701	10553
(一)	工程费用	19255	28003	24124		71382
1	中心处理站	4436	1056	873		6365
2	永和和生产调度中心	494	452	2255		3200
3	集气站	3335	2665	1929		7930
4	采气平台	8383	7285	4651		20319
5	站外管线		15640	11944		27584
6	井场路			1395		1395
7	供电线路		314			314
8	采出水处理	1951	590	1076		3618
9	车辆配置	327				327
10	其他设备（移动式立式分离器+井口除砂器）	329				329
(二)	其他费用				14276	14276
1	建设用地费和赔偿费				7926	7926
2	前期工作费				209	209
3	建设单位管理费				1309	1309
4	专项评价及验收费				1918	1918
5	勘察设计费				1763	1763
6	临时设施费				150	150
7	工程保险费				113	113
8	联合试运转费				137	137
9	特种设备安全监督检验标定费				39	39
10	施工队伍调遣费				110	110
11	其他费用				277	277
12	生产准备费				326	326
(三)	预备费				10279	10279
1	基本预备费				10279	10279

表 5-9 永和 45-永和 18 井区地面建设工程总投资估算表 单位：万元

投资时间	3.地面工程投资			
	工程费用	其他费用	预备费	小计
2018	1945.87	389.17	280.20	2615.25
2019	2778.82	555.76	400.15	3734.73
2020	3632.31	726.46	523.05	4881.82
2021	4397.00	879.40	633.17	5909.57
2022	5727.47	1145.49	824.76	7697.73
2023	4367.92	873.58	628.98	5870.48
2024	4698.53	939.71	676.59	6314.82
2025	4954.75	990.95	713.48	6659.18
2026	4846.23	969.25	697.86	6513.33
2027	4562.53	912.51	657.00	6132.05
2028	4460.15	892.03	642.26	5994.44
2029	4533.74	906.75	652.86	6093.35
2030	4397.23	879.45	633.20	5909.88
2031	4255.39	851.08	612.78	5719.24
2032	3971.69	794.34	571.92	5337.96
合计	63529.63	12705.93	9148.27	85383.82

(3) 项目总投资

永和 45-永和 18 井区建设项目总投资为 1162686 万元（表 5-10）。

表 5-10 永和 45-永和 18 井区建设项目分年总投资估算表 万元

投资时间	前期投资	钻井投资	完井投资	地面工程投资	总投资
2018	166258	12855	9879	2615	191608
2019		18869	14229	3735	36833
2020		23503	18297	4882	46682
2021		28451	22149	5910	56510
2022		40665	30633	7698	78996
2023		33760	25104	5870	64734
2024		38990	28740	6315	74045
2025		44455	32841	6659	83955
2026		44173	33057	6513	83743
2027		41699	31131	6132	78962
2028		40148	30384	5994	76526
2029		40383	30849	6093	77325
2030		38347	29853	5910	74110
2031		37110	28890	5719	71719
2032		34636	26964	5338	66938
合计	166258	518044	393000	85384	1162686

5.4.2 成本估算

根据PRMS-SPE系统规定操作成本的预测应采用与价格预测相同的方法,包括随项目可采量增加所增加的费用(如果实际上将这些操作成本取消就会导致项目的生产停止,才可以将这些操作成本考虑到经济极限的计算中)。如果实际增加的成本与项目、产量和资产税有关,那么操作成本就应当包括那些固定资产的管理费用,但不应包括折旧、废弃费、回收成本、所得税以及生产之外的管理费。

(1) 单位成本取费标准

根据该气田近三年实际发生操作成本进行取值,单位成本取费标准(表 5-11)。

表 5-11 单位成本取费标准

序号	固定成本	人民币/井/年
1	采出作业费	120,000
2	井下作业费	100,000
3	测井试井费	10,000
4	维护及修理费	30,000
5	厂矿管理费	100,000
6	变动成本	人民币/m ³
7	油气处理费	0.006
8	天然气净化费	0.003
9	运输费	0.004
10	安全生产费用	0.005

(2) 项目成本估算结果

经测算整个评价期内操作成本为 30.87 亿元,平均单位操作成本为 141 元/千方。

5.5 价格

根据销售合同气价及销售量权衡,确定评估使用价格,含税价(不含管输费) 1.54 元/方,不含税价 1.39 元/方。

本项目天然气销往三个方向，主要销售合同内容如下：

(1)《LL16037GX13 销售合同》

卖方：中石油煤层气有限责任公司吕梁分公司

买方：山西天然气有限公司

输气方：山西新天能源股份有限公司

作业方：北京中海沃邦能源投资有限公司

合同生效日：2015 年 12 月 21 日

有效期：5 年

合同量：约为 3 亿立方米

含税价：2016 年 11 月 20 日~2017 年 3 月 15 日为 1.81 元/方（含管输费 0.1 元/方）；2017 年 3 月 15 日~2017 年 10 月 31 日为 1.7 元/方（含管输费 0.1 元/方）；2017 年 11 月 1 日~2018 年 3 月 31 日为 1.761 元/方（含管输费 0.1 元/方）

(2)《LL16037GX14 销售合同》

卖方：中石油煤层气有限责任公司吕梁分公司

买方：山西燃气产业集团有限公司

输气方：山西新天能源股份有限公司

作业方：北京中海沃邦能源投资有限公司

合同生效日：2015 年 12 月 21 日

有效期：5 年

合同量：约为 3 亿立方米

含税价：2016 年 11 月 20 日~2017 年 3 月 15 日为 1.81 元/方（含管输费 0.1 元/方）；2017 年 3 月 15 日~2017 年 10 月 31 日为 1.7 元/方（含管输费 0.1 元/方）；2017 年 11 月 1 日~2018 年 3 月 31 日为 1.761 元/方（含管输费 0.1 元/方）

(3) 西气东输销售合同，销售量为 6 亿立方米，含税价 1.42 元/方。

5.6 税收

(1) 资源税：根据财税[2014]73 号，资源税以销售收入为计税依据，国家规定天然气资源税率为 6%，综合减征率 1.09%，本项目按 4.91% 执行。

(2) 增值税：财政部和国家税务总局发布《关于简并增值税税率有关政策的通知》，2017 年 7 月 1 日起，简并增值税税率结构，取消 13% 的增值税税率，并明确天然气适用 11% 的税率。

(3) 城市维护建设税：根据国家规定，以增值税为计征对象，市级为 7%，县级 5%，其它 3%，取 5%。

(4) 教育费附加：以增值税为计征对象，税率 5%（国家教育费附加费率为 3%，地方教育附加征收标准为 2%。）。)

(5) 企业所得税：根据国家有关政策，所得税按 25% 征收。

5.7 储量评估结果

5.7.1 合同条款

(1) 合同期限

开采合作合同的合同区总面积为 1524.34km²。合同的宗旨是对合同区内可能存在天然气（致密气）产品进行勘探、开发、生产和销售。合同期限包括勘探期、开发期和生产期。勘探期分为两个阶段共三个连续合同年；合同区内任一煤层气田的开发期为自该煤层气田总体开发方案被批准之日起至总体开发方案（可以延长至开始商业性生产之日后）中所规定的开发作业全部完成之日止的时间；合同区内任一煤层气田的生产期为自该煤层气田开始商业性生产之日起至被批准的总体开发方案中所规定的生产期终止之日止，生产期不超过自开始商业性生产之日起的二十（20）个连续生产年。合同期限自开始执行之日起，不超过三十（30）个连续合同年。

(2) 产品收入分配

永和 45-永和 18 井区所产天然气产品获得的销售收入应按下列顺序和比例进行分配（图 5-11）。

- 1) 天然气总收入应首先用于支付资源税；
- 2) 天然气总收入扣除上述第 1) 项后乘以 R 值计算出的留成气比例，作为留成气支付给煤层气公司；
- 3) 双方应就上述第 1)、2) 项分配后获得的收入各自缴纳相应的增值税及其附加。

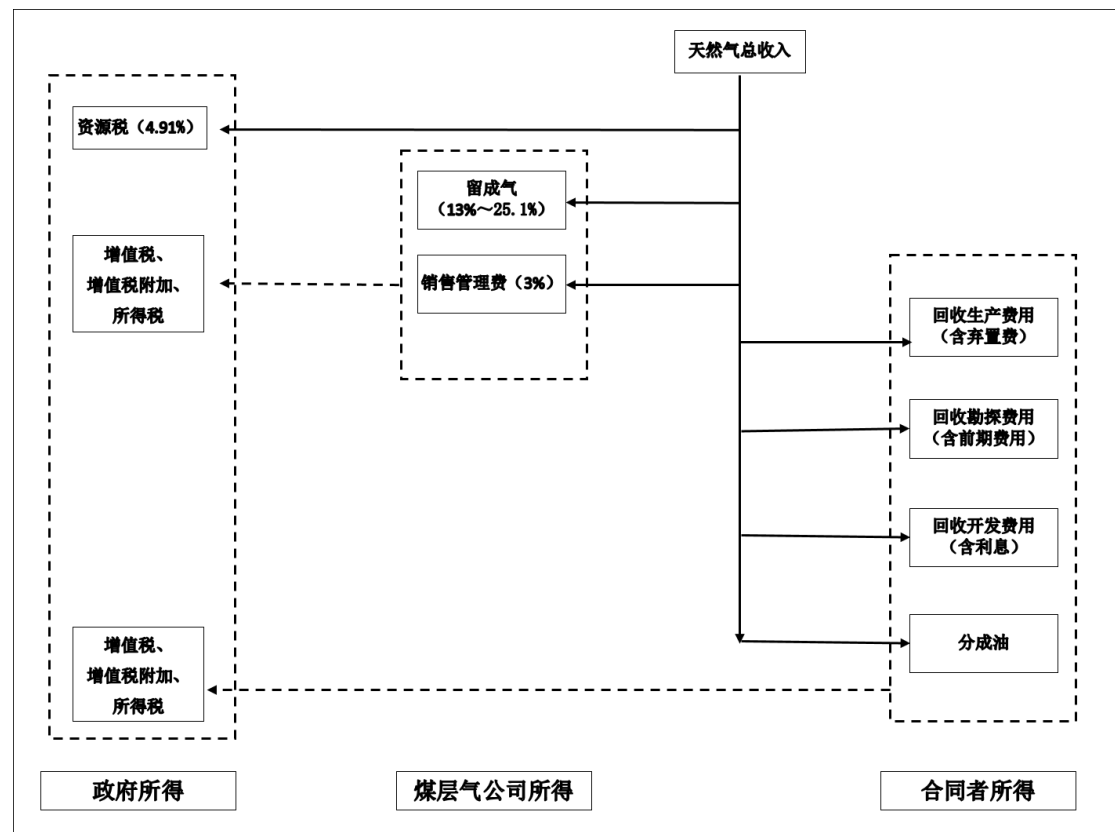


图 5-11 收入分配示意图

其中：

留成气的取值方法（表 5-12）。

表 5-12 留成气取值表

R 因子	留成气比例
$R < 1$	13.0%
$1 \leq R < 1.5$	24.0%
$R \geq 1.5$	25.1%

R 值的计算方法：经双方同意，R 值计算公式如下：

$$R = \frac{\text{合同者累计所获得的收入（不含回收的生产作业）}}{\text{合同者投入的全部勘探费用和开发费用}} \times 100\%$$

5.7.2 储量评估结果

(1) 评估参数

根据目前的技术方案、价格和财税政策在评估基准日 2017 年 12 月 31 日和天然气商品率为 95%进行储量评估，评估结果 2P 总储量 $295.58 \times 10^8 \text{m}^3$ （表 5-13、表 5-14）。目前累积产气量 $12.2 \times 10^8 \text{m}^3$ ，共经济可采储量 $307.78 \times 10^8 \text{m}^3$ ，2P 净储量 209.37 亿。

表 5-13 储量评估结果

总储量 MMCF		总储量 亿方		净储量 MMCF		净储量 亿方	
1P	2P	1P	2P	1P	2P	1P	2P
449993	1043824	127	296	329203	739376	93	209

(1) 证实储量 (P1)

1) 证实已开发储量

以目前在产的生产数据为依据，进行单井拟合（表 5-14），进行单井产量预测，产量预测结束年 2050 年，评估终止年为合同终止年 2039 年 8 月，评估已开发净储量 61,635.18MMCF，即 $17 \times 10^8 \text{m}^3$ （图 5-12），其中正生产 $15 \times 10^8 \text{m}^3$ ，未生产 $2 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

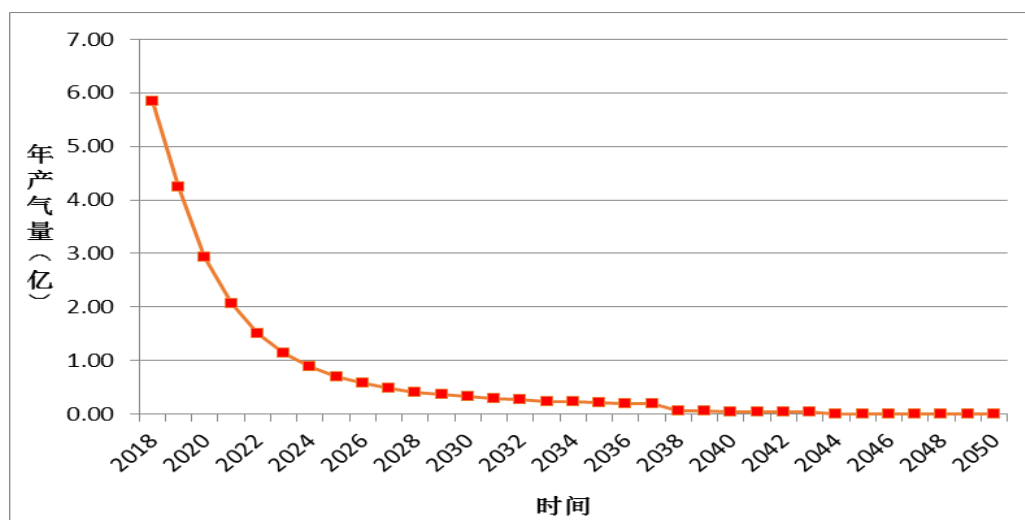


图 5-12 证实已开发储量产量预测图

表 5-14 老井单井预测表

序号	井号	投产时间	单井总累计产量 (万方)	剩余经济可采储量	单井 EUR
				(万方)	
直井					
1	永和 18	2014. 03. 20	5468	345	5813
2	永和 1802	2014. 03. 20	2834	828	3662
3	永和 1803	2014. 03. 20	167	228	395
4	永和 1804	2014. 03. 20	131	874	1005
5	永和 1805	2014. 03. 20	1231	1042	2273
6	永和 1806	2014. 03. 20	32	264	296
7	永和 1807	2014. 03. 20	1304	883	2187
8	永和 1808	2016. 01. 28	299	2000	2299
9	永和 15 井	2017. 3. 18	14	2000	2014
10	YH45	2017. 11. 26	571	5357	5928
水平井					
1	永和 18-1H	2014. 03. 20	2990	5820	8810
2	永和 18-2H	2014. 07. 19	6848	7147	13995
3	永和 18-3H	2014. 06. 26	6938	5230	12168
4	永和 18-4H	2014. 12. 14	3663	2959	6622
5	永和 18-5H	2016. 02. 05	258	6850	7108
6	永和 18-6H	2016. 02. 05	304	7210	7514
7	永和 18-7H	2014. 12. 21	3515	7800	11315
8	永和 18-8H	2014. 10. 20	1433	6192	7625
9	永和 18-10H	2015. 11. 08	9166	19112	28278
10	永和 18-11H	2015. 11. 08	8851	17946	26797
11	永和 18-12H	2016. 01. 29	2200	4742	6942
12	永和 18-13H	2015. 12. 18	2765	4118	6883
13	永和 18-14H	2016. 04. 10	3707	7592	11299
14	永和 18-17H	2016. 11. 04	1858	5679	7537
15	永和 18-19H	2016. 11. 04	2107	9353	11460
16	永和 18-27H	2016. 11. 17	8786	15359	24145
17	永和 18-28H	2016. 11. 16	7782	17164	24946
18	永和 18-29H	2016. 12. 9	2718	9915	12633
19	永和 18-33H	2016. 12. 20	7065	18498	25563
20	永和 18-34H	2016. 12. 13	3381	6400	9781
21	永和 18-38H	2016. 12. 6	8577	17680	26257
22	YH18-25H	2017. 12. 9	108	4503	4611
23	YH45-11-11S2H1	2017. 11. 26	711	12113	12824
24	YH45-18-10S2H1	2017. 12. 8	705	14457	15162

2) 未开发储量

根据未来工作计划，按 PRMS-SPE 标准共 118 口井为证实未开发储量，全为水平井，根据该块生产井的生产特征进行产量预测，产量预测结束年 2050 年，评估终止年为合同终止年 2039 年 8 月，评估证实未开发净储量 267567.37MMCF，即 $76 \times 10^8 \text{m}^3$ （图 5-13）。

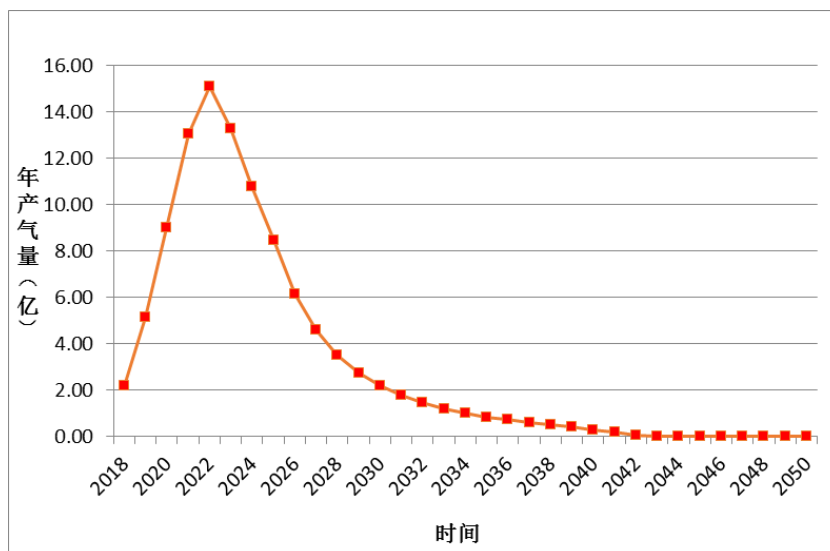


图 5-13 证实未开发储量产量预测图

(2) 概算储量 (P2)

根据未来工作计划，按 PRMS-SPE 标准共 342 口井为概算未开发储量，其中水平井 272 口，直井 70 口，根据该块生产井的生产特征，同时考虑类比法进行产量预测，产量预测结束年 2050 年，评估终止年为合同终止年 2039 年 8 月，评估概算未开发净储量 410173.6MMCF，即 $116 \times 10^8 \text{m}^3$ （图 5-14）。

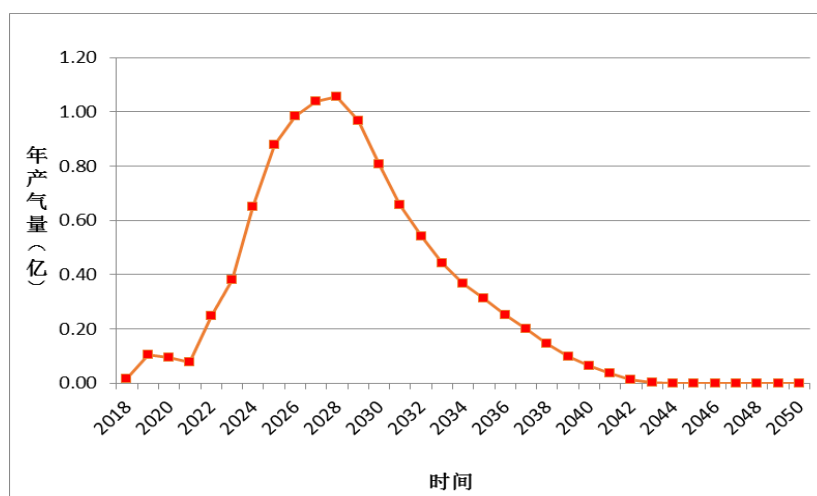


图 5-14 概算未开发储量直井产量预测图

5.8 储量可靠性评价

本次储量计算执行 PRMS 标准。

(1) 探明储量计算落实可靠，OGIP 基础扎实。

OGIP 是以探明储量为基础，探明储量区块完成了大量的勘探及化验分析工作量，开展了多项研究课题，对构造、沉积相、砂体展布、古地貌、圈闭类型、气藏类型、储集类型等认识基本清楚，取全取准了大量的基础资料，储量参数研究中通过新、老资料结合，提高了图版的解释精度。含气面积圈定中充分利用已有钻井、地震、测井、测试及地质资料综合确定。有效厚度是根据取心、测试、实验分析等资料综合确定，其“四性关系”和各种判别图板的精度较高。孔隙度求取中采用测井、物性分析对比求取。含气饱和度选取以测井资料为基础，综合考虑岩心分析计算结果，探明储量计算落实可靠，OGIP 基础扎实。

(2) 合理安排未来工作计划，储量评估有依据。

在合理论证开发层系、开发方式、井网井距和井型的基础上，安排未来工作计划，未来工作计划中各类别的井的产量安排和递减率选取中，采用动态分析法，类比法和数值模拟法对各类井进行初产和递减率分析，产量预测剖面是有依据的。已开发储量是以目前在产井为基础，同时充分考虑现场生产实际情况进行预测递减率和初产，储量可靠。

(3) 评估经济参数取值有依据

投产与成本估算按本气田实际发生数据及未开来工作量进行估算，在地面工程估算按产能要求进行估算。

气价按销售合同价进行，各项税收按中华人民共和国财税收取。

整体上储量评估结果是基础可靠，整个石楼西区块 45-18 井区储量仍有潜力，但也存在一定风险。

6 潜力和风险分析

6.1 潜力分析

(1) 仍具有原地量潜力

山 2 段永和 21 井区，永和 21 井山 2 段试气，试气产量 $0.78 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，解释有效厚度为 12.3m，预计 OGIP $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；

山 1 段永和 32 井区，包括永和 32 井、永和 27 井、永和 41 井和永和 25 井，3 口井试气产量大于单井储量起算标准，该区北部边界由永和 33 井、永和 28 井和永和 26 井等已试气井控制，预计 OGIP $123 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；

山 1 段永和 23 井区，包括永和 22 井、永和 23 井和永和 24 井，均未试气，但通过与已试气井（永和 20 井、永和 19 井和永和 21 井）相应测试层段进行对比，测井曲线反映特征和录井反应均类似，证明解释厚度是可靠的。其西部边界由永和 20 井、永和 21 井和永和 19 井等已试气井控制，并且试气产量也大于单井储量起算标准；加权有效厚度为 12.3m，预计 OGIP $126 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(2) 太原组获得较好产能，同时本溪组和石千峰等其它层位也有良好显示，这些都是强有力的提高效益降低折耗的物质基础。

(3) 如果合同期延续 5 年可增加经济可采储量 8.7 亿（表 6-1）。

表 6-1 合同期延续 5 年可增加经济可采储量

Year	Gross		Net	
	Gas Rate MMscf	Gas Rate 10^8 M^3	Gas Rate MMscf	Gas Rate 10^8 M^3
2040	9270.8	2.6	6398.7	1.8
2041	7429.2	2.1	5127.6	1.5
2042	5864.8	1.7	4047.9	1.1
2043	4675.9	1.3	3227.3	0.9
2044	3642.6	1.0	2514.1	0.7
Total	30883.3	8.7	21315.6	6

6.2 风险分析

(1) 目前井区内探井评价井井距约 4km~8km, 井间储层分布、物性变化尚存在不确定性;

(2) 永和 45-永和 18 井区次富集区无水平井资料, 水平井无阻流量确定、初期配产及气田递减规律预测具有一定的不确定性;

(3) 永和 45-永和 18 井区直井生产资料少, 不具代表性, 直井无阻流量确定、初期配产及递减规律预测存在一定的不确定性。

(4) 本项目地处黄土垣地貌并与环境保护区相邻, 现场实际地貌和环境保护区对方案设计井位的影响程度尚不能确定。

6.3 保障措施

(1) 深入精细储层跟踪预测研究, 利用储层反演等先进技术对开发井位及富集区进一步优选;

(2) 建立井区 3D 地质模型和数值模拟模型, 指导开发井钻井工作;

(3) 先开发储量富集及高产能地区, 其余区域作为产量接替;

(4) 加强随钻研究, 利用实钻井数据对开发方案进行及时优化调整, 提高水平井钻井成功率;

(5) 加强水平开发井试井及动态监测, 做好水平井合理配产、稳产能力及累计产气量等指标优化;

(6) 积极探索储层改造技术, 注重储层保护, 加强与采气工艺的紧密结合, 确保产量目标实现;

(7) 开展储量区外围有利区的钻探工作, 为区块开发提供充足后备资源。

7 附表

附表 1：2018 年后钻井单井产能模型

附表 2：合同期内 2P 储量

附表 3：合同期内 P1 储量

附表 4：合同期内 P1 已开发正生产储量

附表 5：合同期内 P1 已开发未生产储量

附表 6：合同期内 P1 未开发储量

附表 7：合同期内 P2 未开发储量

附表 8：合同年下延 5 年 2P 储量

附表 9：合同年下延 5 年 P1 储量

附表 10：合同年下延 5 年 P1 已开发正生产储量

附表 11：合同年下延 5 年 P1 已开发未生产储量

附表 12：合同年下延 5 年 P1 未开发储量

附表 13：合同年下延 5 年 P2 未开发储量

附表 1：2018 年后钻井单井产能模型

年限	水平井		直井	老井水平井 (2017 年及以前)	老井直井
	富集区	次富集区			
	单井日产 (万方/日)	单井日产 (万方/日)	单井日产 (万方/日)	单井日产 (万方/日)	单井日产 (万方/日)
1	11.6	5	0.96	16.00	1.15
2	6.51	3.31	0.74	9.00	0.89
3	3.97	2.29	0.58	5.49	0.70
4	2.57	1.64	0.47	3.56	0.56
5	1.75	1.22	0.38	2.43	0.45
6	1.24	0.92	0.31	1.72	0.38
7	0.90	0.72	0.24	1.25	0.29
8	0.68	0.56	0.20	0.94	0.24
9	0.52	0.45	0.17	0.72	0.21
10	0.38	0.37	0.15	0.56	0.18
11	0.30	0.30	0.13	0.44	0.15
12	0.22	0.25	0.11	0.36	0.13
13	0.18	0.21	0.10	0.29	0.11
14	0.15	0.18	0.08	0.24	0.10
15	0.12	0.15		0.20	
16	0.11	0.13		0.17	
17	0.10	0.11		0.14	
18	0.09	0.10		0.12	
19	0.05	0.09		0.10	
20	0.01				
单井 EUR (万方/年)	10379	5943	1524	14430.9	1825

附表 2：合同期内 2P 储量

公司：中海沃邦

采油厂：

气田：石楼西

区块：永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: 2P

MAJOR PHASE: Gas

KPMG Reserves:

Dev.Status:

操作	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	权益	原油/凝析油	LNG Products	天然气	原油/凝析油 rmb/bbl	LNG rmb/bbl	天然气 rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	7,296,369
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	4,666,568
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	3,140,926
								20	2,191,593
								25	1,564,473

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	53	0	0	28,396.92	0	0	22,765.95	0	6.55
2019	75	0	0	33,542.66	0	0	26,891.32	0	6.55
2020	99	0	0	42,423.09	0	0	34,010.80	0	6.55
2021	123	0	0	53,671.67	0	0	43,028.85	0	6.55
2022	160	0	0	64,304.50	0	0	45,035.01	0	6.55
2023	192	0	0	64,341.49	0	0	45,060.92	0	6.55
2024	230	0	0	64,584.66	0	0	44,576.56	0	6.55
2025	273	0	0	64,258.06	0	0	44,351.14	0	6.55
2026	314	0	0	64,334.37	0	0	44,403.81	0	6.55
2027	353	0	0	63,925.32	0	0	44,121.48	0	6.55
2028	389	0	0	63,881.20	0	0	44,091.03	0	6.55
2029	424	0	0	64,020.67	0	0	44,187.29	0	6.55
2030	455	0	0	64,169.41	0	0	44,289.95	0	6.55
2031	485	0	0	63,943.31	0	0	44,133.90	0	6.55
2032	508	0	0	63,494.27	0	0	43,823.96	0	6.55
2033	500	0	0	49,241.14	0	0	33,986.41	0	6.55
2034	495	0	0	37,046.83	0	0	25,569.85	0	6.55
2035	494	0	0	28,672.06	0	0	19,789.56	0	6.55
2036	453	0	0	22,172.58	0	0	15,303.59	0	6.55
2037	445	0	0	17,781.92	0	0	12,273.15	0	6.55
2038	420	0	0	14,154.99	0	0	9,769.82	0	6.55
2039	394	0	0	11,463.01	0	0	7911.81	0	6.55
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	1,043,824.13	0	0	739,376.16		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	1,043,824.13	0	0	739,376.16		
累产		0	0	43083.89					
最终可采		0	0	1,086,908.03					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 -	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气	Mrmb	
2018	0	0	992,776.43	0	992,776.43	0	163,509.29	829,267.15	
2019	0	0	1,172,675.03	0	1,172,675.03	0	193,138.40	979,536.62	
2020	0	0	1,483,141.17	0	1,483,141.17	0	244,271.87	1,238,869.30	
2021	0	0	1,876,399.64	0	1,876,399.64	0	309,041.14	1,567,358.49	
2022	0	0	1,963,884.24	0	1,963,884.24	0	323,449.77	1,640,434.47	

2023	0	0	1,965,014.13	0	1,965,014.13	0	323,635.86	1,641,378.27
2024	0	0	1,943,892.05	0	1,943,892.05	0	320,157.08	1,623,734.97
2025	0	0	1,934,062.04	0	1,934,062.04	0	318,538.08	1,615,523.96
2026	0	0	1,936,358.68	0	1,936,358.68	0	318,916.34	1,617,442.34
2027	0	0	1,924,047.09	0	1,924,047.09	0	316,888.63	1,607,158.46
2028	0	0	1,922,719.00	0	1,922,719.00	0	316,669.90	1,606,049.10
2029	0	0	1,926,916.86	0	1,926,916.86	0	317,361.28	1,609,555.58
2030	0	0	1,931,393.80	0	1,931,393.80	0	318,098.63	1,613,295.17
2031	0	0	1,924,588.41	0	1,924,588.41	0	316,977.79	1,607,610.63
2032	0	0	1,911,072.96	0	1,911,072.96	0	314,751.81	1,596,321.15
2033	0	0	1,482,077.40	0	1,482,077.40	0	244,096.67	1,237,980.74
2034	0	0	1,115,048.61	0	1,115,048.61	0	183,647.39	931,401.22
2035	0	0	862,981.93	0	862,981.93	0	142,132.26	720,849.67
2036	0	0	667,358.18	0	667,358.18	0	109,913.22	557,444.95
2037	0	0	535,206.63	0	535,206.63	0	88,148.00	447,058.63
2038	0	0	426,041.79	0	426,041.79	0	70,168.66	355,873.13
2039	0	0	345,017.75	0	345,017.75	0	56,824.08	288,193.67
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	32,242,673.80	0	32,242,673.80	0	5,310,336.13	26,932,337.67
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	32,242,673.80	0	32,242,673.80	0	5,310,336.13	26,932,337.67

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			@ 10.0%
2018	31,547.02	0	1,916,077.00	0	1,947,624.02	-1,118,356.88	-1,118,356.88	-1,066,436.58
2019	41,156.63	0	368,327.00	0	409,483.63	570,052.99	-548,303.89	494,170.90
2020	53,294.65	0	466,818.00	0	520,112.65	718,756.65	170,452.77	566,436.37
2021	67,221.00	0	565,096.00	0	632,317.00	935,041.49	1,105,494.25	669,896.10
2022	85,689.61	0	789,957.00	0	875,646.61	764,787.86	1,870,282.11	498,109.55
2023	97,227.52	0	647,345.00	0	744,572.52	896,805.75	2,767,087.86	530,993.96
2024	111,025.27	0	740,448.00	0	851,473.27	772,261.70	3,539,349.56	415,683.71
2025	126,347.13	0	839,552.00	0	965,899.13	649,624.83	4,188,974.39	317,883.83
2026	141,144.07	0	837433	0	978,577.07	638,865.27	4,827,839.66	284,198.92
2027	154,986.01	0	789620	0	944,606.01	662,552.45	5,490,392.11	267,941.95
2028	167,924.64	0	765264	0	933,188.64	672,860.46	6,163,252.57	247,373.28
2029	180,592.18	0	773253	0	953,845.18	655,710.40	6,818,962.97	219,152.87
2030	191,824.20	0	741099	0	932,923.20	680,371.97	7,499,334.94	206,723.01
2031	202,514.72	0	717192	0	919,706.72	687,903.91	8,187,238.85	190,010.45
2032	211,218.92	0	669380	0	880,598.92	715,722.23	8,902,961.09	179,722.12
2033	202,239.35	0	0	0	202,239.35	1,035,741.39	9,938,702.47	236,437.13
2034	195,336.69	0	0	0	195,336.69	736,064.53	10,674,767.00	152,752.23
2035	191,081.89	0	0	0	191,081.89	529,767.78	11,204,534.78	99,945.79
2036	173,174.72	0	0	0	173,174.72	384,270.23	11,588,805.01	65,905.71
2037	168,168.69	0	0	0	168,168.69	278,889.94	11,867,694.95	43,483.70
2038	158,054.10	0	0	0	158,054.10	197,819.03	12,065,513.98	28039.42
2039	147,390.60	0	0	0	147,390.60	140,803.08	12,206,317.06	18143.47
2040	0	0	0	0	0	0	12,206,317.06	0
2041	0	0	0	0	0	0	12,206,317.06	0
2042	0	0	0	0	0	0	12,206,317.06	0
2043	0	0	0	0	0	0	12,206,317.06	0
2044	0	0	0	0	0	0	12,206,317.06	0
小计	3,099,159.61	0	11,626,861.00	0	14,726,020.61	12,206,317.06	12,206,317.06	4,666,567.86
剩余	0	0	0	0	0	0	12,206,317.06	0
合计	3,099,159.61	0	11,626,861.00	0	14,726,020.61	12,206,317.06	12,206,317.06	4,666,567.86

经济寿命期 22 年

附表 3：合同期内 P1 储量

公司：中海沃邦
采油厂：
气田：石楼西
区块：永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: P1
MAJOR PHASE: Gas
KPMG Reserves: Proved
Dev.Status:

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG		天然气	原油/凝析油	LNG	天然气		
	权益	原油/凝析油	Products		rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	5,371,819
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	4,153,461
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	3,310,318
								20	2,703,872
								25	2,253,512

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	52	0	0	28,339.47	0	0	22,719.90	0	6.55
2019	71	0	0	33,172.54	0	0	26,594.59	0	6.55
2020	95	0	0	42,085.04	0	0	33,739.79	0	6.55
2021	119	0	0	53,405.78	0	0	42,815.68	0	6.55
2022	144	0	0	58,612.63	0	0	41,048.77	0	6.55
2023	158	0	0	50,856.08	0	0	35,616.55	0	6.55
2024	168	0	0	41,156.22	0	0	28,406.17	0	6.55
2025	171	0	0	32,328.80	0	0	22,313.45	0	6.55
2026	171	0	0	23,675.32	0	0	16,340.79	0	6.55
2027	171	0	0	17,882.93	0	0	12,342.86	0	6.55
2028	171	0	0	13,856.39	0	0	9,563.73	0	6.55
2029	171	0	0	10,967.43	0	0	7,569.76	0	6.55
2030	171	0	0	8,843.57	0	0	6,103.86	0	6.55
2031	171	0	0	7,251.09	0	0	5,004.73	0	6.55
2032	167	0	0	6,032.27	0	0	4,163.50	0	6.55
2033	162	0	0	5,072.86	0	0	3,501.31	0	6.55
2034	157	0	0	4,321.97	0	0	2,983.04	0	6.55
2035	156	0	0	3,721.78	0	0	2,568.78	0	6.55
2036	122	0	0	2,763.36	0	0	1,907.28	0	6.55
2037	122	0	0	2,392.35	0	0	1,651.21	0	6.55
2038	108	0	0	1,809.09	0	0	1,248.64	0	6.55
2039	94	0	0	1,446.22	0	0	998.19	0	6.55
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	449,993.19	0	0	329,202.56		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	449,993.19	0	0	329,202.56		
累产		0	0	43083.89					
最终可采		0	0	493,077.09					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	990,767.94	0	990,767.94	0	163,178.49	827,589.45	
2019	0	0	1,159,735.41	0	1,159,735.41	0	191,007.26	968,728.15	
2020	0	0	1,471,322.65	0	1,471,322.65	0	242,325.37	1,228,997.28	
2021	0	0	1,867,103.83	0	1,867,103.83	0	307,510.13	1,559,593.70	
2022	0	0	1,790,052.30	0	1,790,052.30	0	294,819.82	1,495,232.48	

2023	0	0	1,553,164.48	0	1,553,164.48	0	255,804.64	1,297,359.84
2024	0	0	1,238,734.55	0	1,238,734.55	0	204,018.34	1,034,716.21
2025	0	0	973,043.74	0	973,043.74	0	160,259.33	812,784.41
2026	0	0	712,588.24	0	712,588.24	0	117,362.57	595,225.67
2027	0	0	538,246.76	0	538,246.76	0	88,648.70	449,598.06
2028	0	0	417,054.67	0	417,054.67	0	68,688.49	348,366.18
2029	0	0	330,101.61	0	330,101.61	0	54,367.40	275,734.20
2030	0	0	266,176.90	0	266,176.90	0	43,839.07	222,337.83
2031	0	0	218,245.84	0	218,245.84	0	35,944.87	182,300.96
2032	0	0	181,561.46	0	181,561.46	0	29,902.99	151,658.47
2033	0	0	152,684.72	0	152,684.72	0	25,147.02	127,537.70
2034	0	0	130,084.21	0	130,084.21	0	21,424.74	108,659.47
2035	0	0	112,019.36	0	112,019.36	0	18,449.48	93,569.89
2036	0	0	83,172.61	0	83,172.61	0	13,698.45	69,474.16
2037	0	0	72,005.76	0	72,005.76	0	11,859.28	60,146.49
2038	0	0	54,450.68	0	54,450.68	0	8,967.97	45,482.70
2039	0	0	43,528.88	0	43,528.88	0	7,169.16	36,359.72
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	14,355,846.60	0	14,355,846.60	0	2,364,393.58	11,991,453.02
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	14,355,846.60	0	14,355,846.60	0	2,364,393.58	11,991,453.02

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			
2018	31,159.20	0	836,056.00	0	867,215.20	-39,625.75	-39,625.75	-37,786.11
2019	39,537.41	0	343,971.00	0	383,508.41	585,219.73	545,593.98	507,318.73
2020	51,690.96	0	466,818.00	0	518,508.96	710,488.33	1,256,082.31	559,920.28
2021	65,652.25	0	565,096.00	0	630,748.25	928,845.44	2,184,927.75	665,457.04
2022	77,173.50	0	614,234.00	0	691,407.50	803,824.98	2,988,752.73	523,534.59
2023	78,457.64	0	343,971.00	0	422,428.64	874,931.20	3,863,683.92	518,042.15
2024	77,360.80	0	245,694.00	0	323,054.80	711,661.42	4,575,345.34	383,064.52
2025	74,166.40	0	73,708.00	0	147,874.40	664,910.01	5,240,255.35	325,363.40
2026	69,976.23	0	0	0	69,976.23	525,249.44	5,765,504.78	233,656.97
2027	67,171.45	0	0	0	67,171.45	382,426.61	6,147,931.39	154,656.64
2028	65,221.73	0	0	0	65,221.73	283,144.45	6,431,075.85	104,096.43
2029	63,822.84	0	0	0	63,822.84	211,911.36	6,642,987.21	70,825.45
2030	62,794.43	0	0	0	62,794.43	159,543.40	6,802,530.62	48,475.38
2031	62,023.32	0	0	0	62,023.32	120,277.65	6,922,808.26	33,222.68
2032	60,634.79	0	0	0	60,634.79	91,023.68	7,013,831.95	22,856.59
2033	59,172.27	0	0	0	59,172.27	68,365.43	7,082,197.38	15,606.33
2034	57,810.73	0	0	0	57,810.73	50,848.74	7,133,046.12	10,552.42
2035	57,320.51	0	0	0	57,320.51	36,249.38	7,169,295.50	6,838.79
2036	44,616.43	0	0	0	44,616.43	24,857.73	7,194,153.23	4,263.32
2037	44,436.78	0	0	0	44,436.78	15,709.71	7,209,862.94	2,449.41
2038	39,755.99	0	0	0	39,755.99	5,726.71	7,215,589.65	811.72
2039	34,540.29	0	0	0	34,540.29	1,819.43	7,217,409.08	234.45
2040	0	0	0	0	0	0	7,217,409.08	0
2041	0	0	0	0	0	0	7,217,409.08	0
2042	0	0	0	0	0	0	7,217,409.08	0
2043	0	0	0	0	0	0	7,217,409.08	0
2044	0	0	0	0	0	0	7,217,409.08	0
小计	1,284,495.94	0	3,489,548.00	0	4,774,043.94	7,217,409.08	7,217,409.08	4,153,461.17
剩余	0	0	0	0	0	0	7,217,409.08	0
合计	1,284,495.94	0	3,489,548.00	0	4,774,043.94	7,217,409.08	7,217,409.08	4,153,461.17

经济寿命期 22 年

附表 4: 合同期内 P1 已开发正生产储量

公司: 中海沃邦

采油厂:

气田: 石楼西

区块: 永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: PDP

MAJOR PHASE: Gas

KPMG Reserves: Proved

Dev.Status: Producing

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG		天然气	原油/凝析油	LNG	天然气		
	权益	原油/凝析油	Products		rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	1,500,565
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	1,350,196
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	1,232,163
								20	1,136,915
								25	1,058,322

时间	生产井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	34	0	0	18,729.79	0	0	15,015.77	0	6.55
2019	34	0	0	13,657.05	0	0	10,948.92	0	6.55
2020	34	0	0	9,300.20	0	0	7,456.02	0	6.55
2021	34	0	0	6,491.18	0	0	5,204.01	0	6.55
2022	34	0	0	4,657.97	0	0	3,262.16	0	6.55
2023	34	0	0	3,435.05	0	0	2,405.70	0	6.55
2024	34	0	0	2,607.15	0	0	1,799.46	0	6.55
2025	34	0	0	2,024.99	0	0	1,397.65	0	6.55
2026	34	0	0	1,616.92	0	0	1,116.01	0	6.55
2027	34	0	0	1,324.58	0	0	914.23	0	6.55
2028	34	0	0	1,113.23	0	0	768.35	0	6.55
2029	34	0	0	951.11	0	0	656.46	0	6.55
2030	34	0	0	829.22	0	0	572.33	0	6.55
2031	34	0	0	735.36	0	0	507.54	0	6.55
2032	34	0	0	662.11	0	0	456.99	0	6.55
2033	34	0	0	593.26	0	0	409.47	0	6.55
2034	34	0	0	545.22	0	0	376.31	0	6.55
2035	34	0	0	505.49	0	0	348.89	0	6.55
2036	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2037	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2038	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2039	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	69,779.86	0	0	53,616.28		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	69,779.86	0	0	53,616.28		
累产		0	0	43083.89					
最终可采		0	0	112,863.76					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	654,806.67	0	654,806.67	0	107,846.00		546,960.67
2019	0	0	477,460.00	0	477,460.00	0	78,637.18		398,822.82
2020	0	0	325,141.69	0	325,141.69	0	53,550.51		271,591.17
2021	0	0	226,936.17	0	226,936.17	0	37,376.16		189,560.01
2022	0	0	142,256.08	0	142,256.08	0	23,429.43		118,826.64

2023	0	0	104,907.84	0	104,907.84	0	17,278.22	87,629.62
2024	0	0	78,470.79	0	78,470.79	0	12,924.06	65,546.73
2025	0	0	60,948.75	0	60,948.75	0	10,038.20	50,910.55
2026	0	0	48,666.72	0	48,666.72	0	8,015.36	40,651.36
2027	0	0	39,867.67	0	39,867.67	0	6,566.17	33,301.51
2028	0	0	33,506.32	0	33,506.32	0	5,518.46	27,987.86
2029	0	0	28,626.77	0	28,626.77	0	4,714.80	23,911.97
2030	0	0	24,958.10	0	24,958.10	0	4,110.57	20,847.52
2031	0	0	22,132.98	0	22,132.98	0	3,645.28	18,487.70
2032	0	0	19,928.56	0	19,928.56	0	3,282.21	16,646.35
2033	0	0	17,856.15	0	17,856.15	0	2,940.89	14,915.26
2034	0	0	16,410.27	0	16,410.27	0	2,702.76	13,707.51
2035	0	0	15,214.41	0	15,214.41	0	2,505.80	12,708.61
2036	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2037	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2038	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2039	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	2,338,095.92	0	2,338,095.92	0	385,082.06	1,953,013.86
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	2,338,095.92	0	2,338,095.92	0	385,082.06	1,953,013.86

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			
2018	21,309.30	0	0.00	0	21,309.30	525,651.37	525,651.37	501,247.73
2019	18,852.99	0	0.00	0	18,852.99	379,969.83	905,621.19	329,390.48
2020	16,743.33	0	0.00	0	16,743.33	254,847.85	1,160,469.04	200,840.00
2021	15,383.15	0	0.00	0	15,383.15	174,176.87	1,334,645.91	124,786.34
2022	14,495.47	0	0.00	0	14,495.47	104,331.17	1,438,977.08	67,951.33
2023	13,903.31	0	0.00	0	13,903.31	73,726.31	1,512,703.39	43,652.96
2024	13,502.43	0	0.00	0	13,502.43	52,044.30	1,564,747.69	28,013.78
2025	13,220.53	0	0.00	0	13,220.53	37,690.02	1,602,437.70	18,443.02
2026	13,022.94	0	0	0	13,022.94	27,628.41	1,630,066.12	12,290.49
2027	12,881.39	0	0	0	12,881.39	20,420.12	1,650,486.24	8,258.07
2028	12,779.04	0	0	0	12,779.04	15,208.82	1,665,695.05	5,591.43
2029	12,700.54	0	0	0	12,700.54	11,211.42	1,676,906.47	3,747.10
2030	12,641.52	0	0	0	12,641.52	8,206.00	1,685,112.48	2,493.30
2031	12,596.07	0	0	0	12,596.07	5,891.63	1,691,004.10	1,627.37
2032	12,560.61	0	0	0	12,560.61	4,085.74	1,695,089.84	1,025.95
2033	12,527.27	0	0	0	12,527.27	2,387.99	1,697,477.84	545.13
2034	12,504.01	0	0	0	12,504.01	1,203.51	1,698,681.35	249.76
2035	12,484.77	0	0	0	12,484.77	223.84	1,698,905.19	42.23
2036	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0.00
2037	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0.00
2038	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0
2039	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0
2040	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2041	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2042	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2043	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2044	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
小计	254,108.67	0	0.00	0	254,108.67	1,698,905.19	1,698,905.19	1,350,196.48
剩余	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
合计	254,108.67	0	0.00	0	254,108.67	1,698,905.19	1,698,905.19	1,350,196.48

经济寿命期 18 年

附表 5：合同期内 P1 已开发未生产储量

中海沃邦特定资产储量评估及未来收入

公司：中海沃邦

评估基准日 12/31/2017

ID: Shut-in

采油厂：

MAJOR PHASE: Gas

气田：石楼西

KPMG Reserves: Proved

区块：永和45-永和18井区

Dev.Status: Shut-in

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG		天然气	原油/凝析油	LNG	天然气		
	权益	原油/凝析油	Products		rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	183,167
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	155,019
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	136,070
								20	122,373
								25	111,926

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	8	0	0	1,894.30	0	0	1,518.67	0	6.55
2019	13	0	0	1,345.50	0	0	1,078.70	0	6.55
2020	18	0	0	1,025.35	0	0	822.02	0	6.55
2021	19	0	0	820.42	0	0	657.74	0	6.55
2022	19	0	0	681.40	0	0	477.21	0	6.55
2023	19	0	0	583.42	0	0	408.60	0	6.55
2024	19	0	0	511.87	0	0	353.29	0	6.55
2025	19	0	0	455.53	0	0	314.41	0	6.55
2026	19	0	0	411.37	0	0	283.93	0	6.55
2027	19	0	0	375.94	0	0	259.48	0	6.55
2028	19	0	0	347.46	0	0	239.82	0	6.55
2029	19	0	0	322.17	0	0	222.36	0	6.55
2030	19	0	0	301.03	0	0	207.77	0	6.55
2031	19	0	0	282.87	0	0	195.24	0	6.55
2032	15	0	0	267.62	0	0	184.71	0	6.55
2033	10	0	0	252.96	0	0	174.60	0	6.55
2034	5	0	0	240.37	0	0	165.91	0	6.55
2035	4	0	0	229.13	0	0	158.15	0	6.55
2036	4	0	0	219.51	0	0	151.51	0	6.55
2037	4	0	0	209.81	0	0	144.81	0	6.55
2038	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2039	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	10,778.03	0	0	8,018.90		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	10,778.03	0	0	8,018.90		
累产		0	0	0					
最终可采		0	0	10,778.03					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	66,225.97	0	66,225.97	0	10,907.35	55,318.62	
2019	0	0	47,039.70	0	47,039.70	0	7,747.39	39,292.31	
2020	0	0	35,846.82	0	35,846.82	0	5,903.93	29,942.88	
2021	0	0	28,682.55	0	28,682.55	0	4,723.99	23,958.57	
2022	0	0	20,810.13	0	20,810.13	0	3,427.41	17,382.72	

2023	0	0	17,818.01	0	17,818.01	0	2,934.61	14,883.40
2024	0	0	15,406.36	0	15,406.36	0	2,537.41	12,868.95
2025	0	0	13,710.64	0	13,710.64	0	2,258.13	11,452.51
2026	0	0	12,381.56	0	12,381.56	0	2,039.23	10,342.33
2027	0	0	11,315.23	0	11,315.23	0	1,863.61	9,451.62
2028	0	0	10,457.88	0	10,457.88	0	1,722.40	8,735.47
2029	0	0	9,696.79	0	9,696.79	0	1,597.05	8,099.74
2030	0	0	9,060.64	0	9,060.64	0	1,492.28	7,568.36
2031	0	0	8,513.97	0	8,513.97	0	1,402.24	7,111.73
2032	0	0	8,054.81	0	8,054.81	0	1,326.62	6,728.19
2033	0	0	7,613.79	0	7,613.79	0	1,253.98	6,359.81
2034	0	0	7,234.82	0	7,234.82	0	1,191.57	6,043.25
2035	0	0	6,896.38	0	6,896.38	0	1,135.83	5,760.56
2036	0	0	6,606.87	0	6,606.87	0	1,088.14	5,518.73
2037	0	0	6,314.90	0	6,314.90	0	1,040.06	5,274.84
2038	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2039	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	349,687.82	0	349,687.82	0	57,593.23	292,094.58
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	349,687.82	0	349,687.82	0	57,593.23	292,094.58

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			@ 10.0%
2018	2,513.97	0	0.00	0	2,513.97	52,804.65	52,804.65	50,353.16
2019	3,246.19	0	0.00	0	3,246.19	36,046.12	88,850.77	31,247.87
2020	4,089.11	0	0.00	0	4,089.11	25,853.77	114,704.54	20,374.79
2021	4,189.47	0	0.00	0	4,189.47	19,769.09	134,473.63	14,163.26
2022	4,122.15	0	0.00	0	4,122.15	13,260.57	147,734.20	8,636.66
2023	4,074.71	0	0.00	0	4,074.71	10,808.68	158,542.88	6,399.76
2024	4,040.07	0	0.00	0	4,040.07	8,828.88	167,371.76	4,752.30
2025	4,012.78	0	0.00	0	4,012.78	7,439.73	174,811.49	3,640.52
2026	3,991.40	0	0	0	3,991.40	6,350.93	181,162.42	2,825.21
2027	3,974.25	0	0	0	3,974.25	5,477.38	186,639.80	2,215.10
2028	3,960.45	0	0	0	3,960.45	4,775.02	191,414.82	1,755.51
2029	3,948.21	0	0	0	3,948.21	4,151.53	195,566.34	1,387.53
2030	3,937.98	0	0	0	3,937.98	3,630.39	199,196.73	1,103.05
2031	3,929.18	0	0	0	3,929.18	3,182.55	202,379.28	879.07
2032	3,123.43	0	0	0	3,123.43	3,604.76	205,984.03	905.18
2033	2,118.39	0	0	0	2,118.39	4,241.42	210,225.45	968.22
2034	1,114.34	0	0	0	1,114.34	4,928.91	215,154.36	1,022.87
2035	909.31	0	0	0	909.31	4,851.25	220,005.61	915.23
2036	904.65	0	0	0	904.65	4,614.07	224,619.68	791.35
2037	899.95	0	0	0	899.95	4,374.89	228,994.57	682.12
2038	0.00	0	0	0	0.00	0.00	228,994.57	0
2039	0.00	0	0	0	0.00	0.00	228,994.57	0
2040	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2041	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2042	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2043	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2044	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
小计	63,100.02	0	0.00	0	63,100.02	228,994.57	228,994.57	155,018.79
剩余	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
合计	63,100.02	0	0.00	0	63,100.02	228,994.57	228,994.57	155,018.79

经济寿命期 20.01 年

附表 6: 合同期内 P1 未开发储量

公司: 中海沃邦
采油厂:
气田: 石楼西
区块: 永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: PUD
MAJOR PHASE: Gas
KPMG Reserves: Proved
Dev.Status: Undeveloped

操作	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	权益	LNG			原油/凝析油 rmb/bbl	LNG rmb/bbl	天然气 rmb/MCF		
		原油/凝析油	Products	天然气					
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	3,688,087
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	2,648,246
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	1,942,084
								20	1,444,584
								25	1,083,264

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	10	0	0	7,715.38	0	0	6,185.46	0	6.55
2019	24	0	0	18,169.99	0	0	14,566.97	0	6.55
2020	43	0	0	31,759.49	0	0	25,461.74	0	6.55
2021	66	0	0	46,094.18	0	0	36,953.93	0	6.55
2022	91	0	0	53,273.26	0	0	37,309.40	0	6.55
2023	105	0	0	46,837.61	0	0	32,802.25	0	6.55
2024	115	0	0	38,037.21	0	0	26,253.41	0	6.55
2025	118	0	0	29,848.29	0	0	20,601.39	0	6.55
2026	118	0	0	21,647.03	0	0	14,940.85	0	6.55
2027	118	0	0	16,182.41	0	0	11,169.15	0	6.55
2028	118	0	0	12,395.71	0	0	8,555.56	0	6.55
2029	118	0	0	9,694.15	0	0	6,690.94	0	6.55
2030	118	0	0	7,713.32	0	0	5,323.76	0	6.55
2031	118	0	0	6,232.86	0	0	4,301.94	0	6.55
2032	118	0	0	5,102.54	0	0	3,521.79	0	6.55
2033	118	0	0	4,226.64	0	0	2,917.24	0	6.55
2034	118	0	0	3,536.38	0	0	2,440.82	0	6.55
2035	118	0	0	2,987.16	0	0	2,061.75	0	6.55
2036	118	0	0	2,543.85	0	0	1,755.78	0	6.55
2037	118	0	0	2,182.54	0	0	1,506.40	0	6.55
2038	108	0	0	1,809.09	0	0	1,248.64	0	6.55
2039	94	0	0	1,446.22	0	0	998.19	0	6.55
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	369,435.30	0	0	267,567.37		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	369,435.30	0	0	267,567.37		
累产		0	0	0					
最终可采		0	0	369,435.30					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 -	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气	Mrmb	
2018	0	0	269,735.30	0	269,735.30	0	44,425.13	225,310.16	
2019	0	0	635,235.71	0	635,235.71	0	104,622.69	530,613.02	
2020	0	0	1,110,334.15	0	1,110,334.15	0	182,870.92	927,463.23	
2021	0	0	1,611,485.10	0	1,611,485.10	0	265,409.98	1,346,075.12	
2022	0	0	1,626,986.10	0	1,626,986.10	0	267,962.98	1,359,023.11	

2023	0	0	1,430,438.64	0	1,430,438.64	0	235,591.81	1,194,846.82
2024	0	0	1,144,857.41	0	1,144,857.41	0	188,556.87	956,300.54
2025	0	0	898,384.35	0	898,384.35	0	147,963.00	750,421.34
2026	0	0	651,539.96	0	651,539.96	0	107,307.98	544,231.98
2027	0	0	487,063.86	0	487,063.86	0	80,218.93	406,844.93
2028	0	0	373,090.47	0	373,090.47	0	61,447.63	311,642.85
2029	0	0	291,778.05	0	291,778.05	0	48,055.55	243,722.50
2030	0	0	232,158.16	0	232,158.16	0	38,236.22	193,921.94
2031	0	0	187,598.89	0	187,598.89	0	30,897.35	156,701.54
2032	0	0	153,578.09	0	153,578.09	0	25,294.16	128,283.93
2033	0	0	127,214.78	0	127,214.78	0	20,952.15	106,262.63
2034	0	0	106,439.12	0	106,439.12	0	17,530.42	88,908.70
2035	0	0	89,908.58	0	89,908.58	0	14,807.85	75,100.72
2036	0	0	76,565.74	0	76,565.74	0	12,610.30	63,955.44
2037	0	0	65,690.87	0	65,690.87	0	10,819.22	54,871.65
2038	0	0	54,450.68	0	54,450.68	0	8,967.97	45,482.70
2039	0	0	43,528.88	0	43,528.88	0	7,169.16	36,359.72
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	11,668,062.87	0	11,668,062.87	0	1,921,718.29	9,746,344.58
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	11,668,062.87	0	11,668,062.87	0	1,921,718.29	9,746,344.58

Period	扣减项目 - Mrmb					所得税前净收入 - Mrmb		
	石油特别收					年度	累计	净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			
2018	7,335.93	0	836,056.00	0	843,391.93	-618,081.77	-618,081.77	-589,387.00
2019	17,438.24	0	343,971.00	0	361,409.24	169,203.79	-448,877.98	146,680.37
2020	30,858.52	0	466,818.00	0	497,676.52	429,786.71	-19,091.27	338,705.49
2021	46,079.64	0	565,096.00	0	611,175.64	734,899.48	715,808.21	526,507.43
2022	58,555.88	0	614,234.00	0	672,789.88	686,233.24	1,402,041.45	446,946.59
2023	60,479.62	0	343,971.00	0	404,450.62	790,396.21	2,192,437.66	467,989.43
2024	59,818.30	0	245,694.00	0	305,512.30	650,788.23	2,843,225.89	350,298.44
2025	56,933.08	0	73,708.00	0	130,641.08	619,780.26	3,463,006.15	303,279.86
2026	52,961.88	0	0	0	52,961.88	491,270.09	3,954,276.25	218,541.27
2027	50,315.81	0	0	0	50,315.81	356,529.11	4,310,805.36	144,183.46
2028	48,482.23	0	0	0	48,482.23	263,160.62	4,573,965.98	96,749.49
2029	47,174.08	0	0	0	47,174.08	196,548.41	4,770,514.39	65,690.81
2030	46,214.93	0	0	0	46,214.93	147,707.02	4,918,221.41	44,879.04
2031	45,498.06	0	0	0	45,498.06	111,203.47	5,029,424.88	30,716.24
2032	44,950.74	0	0	0	44,950.74	83,333.19	5,112,758.07	20,925.46
2033	44,526.61	0	0	0	44,526.61	61,736.02	5,174,494.09	14,092.98
2034	44,192.38	0	0	0	44,192.38	44,716.33	5,219,210.42	9,279.78
2035	43,926.44	0	0	0	43,926.44	31,174.29	5,250,384.70	5,881.33
2036	43,711.78	0	0	0	43,711.78	20,243.66	5,270,628.36	3,471.96
2037	43,536.83	0	0	0	43,536.83	11,334.82	5,281,963.19	1,767.29
2038	39,755.99	0	0	0	39,755.99	5,726.71	5,287,689.90	811.72
2039	34,540.29	0	0	0	34,540.29	1,819.43	5,289,509.33	234.45
2040	0	0	0	0	0	0	5,289,509.33	0
2041	0	0	0	0	0	0	5,289,509.33	0
2042	0	0	0	0	0	0	5,289,509.33	0
2043	0	0	0	0	0	0	5,289,509.33	0
2044	0	0	0	0	0	0	5,289,509.33	0
小计	967,287.25	0	3,489,548.00	0	4,456,835.25	5,289,509.33	5,289,509.33	2,648,245.90
剩余	0	0	0	0	0	0	5,289,509.33	0
合计	967,287.25	0	3,489,548.00	0	4,456,835.25	5,289,509.33	5,289,509.33	2,648,245.90

经济寿命期 22.01 年

附表 7：合同期内 P2 未开发储量

公司：中海沃邦

评估基准日 12/31/2017

ID: P2

采油厂：

MAJOR PHASE: Gas

气田：石楼西

KPMG Reserves: Probable

区块：永和45-永和18井区

Dev.Status:

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG		原油/凝析油	LNG	天然气			
	权益	原油/凝析油	Products	天然气	rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
	初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	513,107
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	-169,392
								20	-512,279
								25	-689,039

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	1	0	0	57.45	0	0	46.06	0	6.55
2019	4	0	0	370.12	0	0	296.73	0	6.55
2020	4	0	0	338.05	0	0	271.02	0	6.55
2021	4	0	0	265.89	0	0	213.17	0	6.55
2022	16	0	0	5,691.87	0	0	3,986.24	0	6.55
2023	34	0	0	13,485.41	0	0	9,444.37	0	6.55
2024	62	0	0	23,428.44	0	0	16,170.39	0	6.55
2025	102	0	0	31,929.26	0	0	22,037.69	0	6.55
2026	143	0	0	40,659.05	0	0	28,063.02	0	6.55
2027	182	0	0	46,042.39	0	0	31,778.62	0	6.55
2028	218	0	0	50,024.80	0	0	34,527.29	0	6.55
2029	253	0	0	53,053.24	0	0	36,617.53	0	6.55
2030	284	0	0	55,325.84	0	0	38,186.09	0	6.55
2031	314	0	0	56,692.22	0	0	39,129.17	0	6.55
2032	341	0	0	57,461.99	0	0	39,660.47	0	6.55
2033	338	0	0	44,168.28	0	0	30,485.10	0	6.55
2034	338	0	0	32,724.86	0	0	22,586.81	0	6.55
2035	338	0	0	24,950.29	0	0	17,220.77	0	6.55
2036	331	0	0	19,409.22	0	0	13,396.31	0	6.55
2037	323	0	0	15,389.57	0	0	10,621.94	0	6.55
2038	312	0	0	12,345.89	0	0	8,521.18	0	6.55
2039	300	0	0	10,016.79	0	0	6913.62	0	6.55
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	593,830.94	0	0	410,173.60		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	593,830.94	0	0	410,173.60		
累产		0	0	0					
最终可采		0	0	593,830.94					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	2,008.49	0	2,008.49	0	330.80		1,677.69
2019	0	0	12,939.62	0	12,939.62	0	2,131.14		10,808.47
2020	0	0	11,818.52	0	11,818.52	0	1,946.50		9,872.02
2021	0	0	9,295.81	0	9,295.81	0	1,531.01		7,764.80
2022	0	0	173,831.94	0	173,831.94	0	28,629.95		145,201.99

2023	0	0	411,849.65	0	411,849.65	0	67,831.23	344,018.43
2024	0	0	705,157.49	0	705,157.49	0	116,138.73	589,018.76
2025	0	0	961,018.31	0	961,018.31	0	158,278.75	802,739.55
2026	0	0	1,223,770.44	0	1,223,770.44	0	201,553.77	1,022,216.67
2027	0	0	1,385,800.33	0	1,385,800.33	0	228,239.93	1,157,560.40
2028	0	0	1,505,664.33	0	1,505,664.33	0	247,981.41	1,257,682.92
2029	0	0	1,596,815.25	0	1,596,815.25	0	262,993.88	1,333,821.38
2030	0	0	1,665,216.90	0	1,665,216.90	0	274,259.56	1,390,957.34
2031	0	0	1,706,342.58	0	1,706,342.58	0	281,032.92	1,425,309.66
2032	0	0	1,729,511.50	0	1,729,511.50	0	284,848.81	1,444,662.68
2033	0	0	1,329,392.68	0	1,329,392.68	0	218,949.65	1,110,443.04
2034	0	0	984,964.40	0	984,964.40	0	162,222.65	822,741.75
2035	0	0	750,962.57	0	750,962.57	0	123,682.78	627,279.78
2036	0	0	584,185.57	0	584,185.57	0	96,214.78	487,970.79
2037	0	0	463,200.86	0	463,200.86	0	76,288.72	386,912.14
2038	0	0	371,591.11	0	371,591.11	0	61,200.68	310,390.43
2039	0	0	301,488.87	0	301,488.87	0	49,654.92	251,833.95
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	17,886,827.20	0	17,886,827.20	0	2,945,942.55	14,940,884.65
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	17,886,827.20	0	17,886,827.20	0	2,945,942.55	14,940,884.65

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			
2018	387.82	0	1,080,021.00	0	1,080,408.82	-1,078,731.12	-1,078,731.12	-1,028,650.47
2019	1,619.22	0	24,356.00	0	25,975.22	-15,166.74	-1,093,897.87	-13,147.84
2020	1,603.69	0	0.00	0	1,603.69	8,268.33	-1,085,629.54	6,516.09
2021	1,568.75	0	0.00	0	1,568.75	6,196.05	-1,079,433.50	4,439.06
2022	8,516.11	0	175,723.00	0	184,239.11	-39,037.12	-1,118,470.61	-25,425.04
2023	18,769.88	0	303,374.00	0	322,143.88	21,874.55	-1,096,596.06	12,951.80
2024	33,664.47	0	494,754.00	0	528,418.47	60,600.28	-1,035,995.78	32,619.19
2025	52,180.73	0	765,844.00	0	818,024.73	-15,285.18	-1,051,280.96	-7,479.56
2026	71,167.85	0	837433	0	908,600.85	113,615.83	-937,665.13	50,541.95
2027	87,814.56	0	789620	0	877,434.56	280,125.84	-657,539.29	113,285.32
2028	102,702.91	0	765264	0	867,966.91	389,716.01	-267,823.28	143,276.85
2029	116,769.34	0	773253	0	890,022.34	443,799.04	175,975.76	148,327.42
2030	129,029.77	0	741099	0	870,128.77	520,828.57	696,804.33	158,247.62
2031	140,491.40	0	717192	0	857,683.40	567,626.26	1,264,430.59	156,787.77
2032	150,584.14	0	669380	0	819,964.14	624,698.55	1,889,129.14	156,865.53
2033	143,067.08	0	0	0	143,067.08	967,375.96	2,856,505.10	220,830.79
2034	137,525.97	0	0	0	137,525.97	685,215.78	3,541,720.88	142,199.81
2035	133,761.38	0	0	0	133,761.38	493,518.40	4,035,239.28	93,107.00
2036	128,558.29	0	0	0	128,558.29	359,412.49	4,394,651.78	61,642.39
2037	123,731.91	0	0	0	123,731.91	263,180.23	4,657,832.01	41,034.29
2038	118,298.11	0	0	0	118,298.11	192,092.32	4,849,924.33	27227.7
2039	112,850.31	0	0	0	112,850.31	138,983.64	4,988,907.97	17909.02
2040	0	0	0	0	0	0	4,988,907.97	0
2041	0	0	0	0	0	0	4,988,907.97	0
2042	0	0	0	0	0	0	4,988,907.97	0
2043	0	0	0	0	0	0	4,988,907.97	0
2044	0	0	0	0	0	0	4,988,907.97	0
小计	1,814,663.68	0	8,137,313.00	0	9,951,976.68	4,988,907.97	4,988,907.97	513,106.69
剩余	0	0	0	0	0	0	4,988,907.97	0
合计	1,814,663.68	0	8,137,313.00	0	9,951,976.68	4,988,907.97	4,988,907.97	513,106.69

经济寿命期 22.01 年

附表 8：合同年下延 5 年 2P 储量

公司：中海沃邦

采油厂：

气田：石楼西

区块：永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: 2P

MAJOR PHASE: Gas

KPMG Reserves:

Dev.Status:

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG			原油/凝析油	LNG	天然气		
	权益	原油/凝析油	Products	天然气	rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	7,374,192
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	4,692,594
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	3,150,091
								20	2,194,975
								25	1,565,776

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	53	0	0	28,396.92	0	0	22,765.95	0	6.55
2019	75	0	0	33,542.66	0	0	26,891.32	0	6.55
2020	99	0	0	42,423.09	0	0	34,010.80	0	6.55
2021	123	0	0	53,671.67	0	0	43,028.85	0	6.55
2022	160	0	0	64,304.50	0	0	45,035.01	0	6.55
2023	192	0	0	64,341.49	0	0	45,060.92	0	6.55
2024	230	0	0	64,584.66	0	0	44,576.56	0	6.55
2025	273	0	0	64,258.06	0	0	44,351.14	0	6.55
2026	314	0	0	64,334.37	0	0	44,403.81	0	6.55
2027	353	0	0	63,925.32	0	0	44,121.48	0	6.55
2028	389	0	0	63,881.20	0	0	44,091.03	0	6.55
2029	424	0	0	64,020.67	0	0	44,187.29	0	6.55
2030	455	0	0	64,169.41	0	0	44,289.95	0	6.55
2031	485	0	0	63,943.31	0	0	44,133.90	0	6.55
2032	508	0	0	63,494.27	0	0	43,823.96	0	6.55
2033	500	0	0	49,241.14	0	0	33,986.41	0	6.55
2034	495	0	0	37,046.83	0	0	25,569.85	0	6.55
2035	494	0	0	28,672.06	0	0	19,789.56	0	6.55
2036	453	0	0	22,172.58	0	0	15,303.59	0	6.55
2037	445	0	0	17,781.92	0	0	12,273.15	0	6.55
2038	420	0	0	14,154.99	0	0	9,769.82	0	6.55
2039	394	0	0	11,463.01	0	0	7,911.81	0	6.55
2040	363	0	0	9,270.8	0	0	6,398.7	0	6.55
2041	324	0	0	7,429.2	0	0	5,127.6	0	6.55
2042	284	0	0	5,864.8	0	0	4,047.9	0	6.55
2043	248	0	0	4,675.9	0	0	3,227.3	0	6.55
2044	212	0	0	3,642.6	0	0	2,514.1	0	6.55
小计		0	0	1,074,707.33	0	0	760,691.85		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	1,074,707.33	0	0	760,691.85		
累产		0	0	43083.89					
最终可采		0	0	1,117,791.22					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	992,776.43	0	992,776.43	0	0.00	829,267.15	
2019	0	0	1,172,675.03	0	1,172,675.03	0	0.00	979,536.62	
2020	0	0	1,483,141.17	0	1,483,141.17	0	0.00	1,238,869.30	
2021	0	0	1,876,399.64	0	1,876,399.64	0	0.00	1,567,358.49	
2022	0	0	1,963,884.24	0	1,963,884.24	0	0.00	1,640,434.47	

2023	0	0	1,965,014.13	0	1,965,014.13	0	0.00	1,641,378.27
2024	0	0	1,943,892.05	0	1,943,892.05	0	0.00	1,623,734.97
2025	0	0	1,934,062.04	0	1,934,062.04	0	0.00	1,615,523.96
2026	0	0	1,936,358.68	0	1,936,358.68	0	0.00	1,617,442.34
2027	0	0	1,924,047.09	0	1,924,047.09	0	0.00	1,607,158.46
2028	0	0	1,922,719.00	0	1,922,719.00	0	0.00	1,606,049.10
2029	0	0	1,926,916.86	0	1,926,916.86	0	0.00	1,609,555.58
2030	0	0	1,931,393.80	0	1,931,393.80	0	0.00	1,613,295.17
2031	0	0	1,924,588.41	0	1,924,588.41	0	0.00	1,607,610.63
2032	0	0	1,911,072.96	0	1,911,072.96	0	0.00	1,596,321.15
2033	0	0	1,482,077.40	0	1,482,077.40	0	0.00	1,237,980.74
2034	0	0	1,115,048.61	0	1,115,048.61	0	0.00	931,401.22
2035	0	0	862,981.93	0	862,981.93	0	0.00	720,849.67
2036	0	0	667,358.18	0	667,358.18	0	0.00	557,444.95
2037	0	0	535,206.63	0	535,206.63	0	0.00	447,058.63
2038	0	0	426,041.79	0	426,041.79	0	0.00	355,873.13
2039	0	0	345,017.75	0	345,017.75	0	0.00	288,193.67
2040	0	0	279034.7	0	279034.7	0	0	233077.96
2041	0	0	223605.06	0	223605.06	0	0	186777.53
2042	0	0	176521.41	0	176521.41	0	0	147448.51
2043	0	0	140737.31	0	140737.31	0	0	117558.02
2044	0	0	109635	0	109635	0	0	91578.23
小计	0	0	33,172,207.29	0	33,172,207.29	0	0.00	27,708,777.92
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	33,172,207.29	0	33,172,207.29	0	0.00	27,708,777.92

Period	扣减项目 - Mrmb					所得税前净收入 - Mrmb		
	石油特别收					净现值		
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计	年度	累计	@ 10.0%
2018	31,547.02	0	1,916,077.00	0	1,947,624.02	-1,118,356.88	-1,118,356.88	-1,066,436.58
2019	41,156.63	0	368,327.00	0	409,483.63	570,052.99	-548,303.89	494,170.90
2020	53,294.65	0	466,818.00	0	520,112.65	718,756.65	170,452.77	566,436.37
2021	67,221.00	0	565,096.00	0	632,317.00	935,041.49	1,105,494.25	669,896.10
2022	85,689.61	0	789,957.00	0	875,646.61	764,787.86	1,870,282.11	498,109.55
2023	97,227.52	0	647,345.00	0	744,572.52	896,805.75	2,767,087.86	530,993.96
2024	111,025.27	0	740,448.00	0	851,473.27	772,261.70	3,539,349.56	415,683.71
2025	126,347.13	0	839,552.00	0	965,899.13	649,624.83	4,188,974.39	317,883.83
2026	141,144.07	0	837433	0	978,577.07	638,865.27	4,827,839.66	284,198.92
2027	154,986.01	0	789620	0	944,606.01	662,552.45	5,490,392.11	267,941.95
2028	167,924.64	0	765264	0	933,188.64	672,860.46	6,163,252.57	247,373.28
2029	180,592.18	0	773253	0	953,845.18	655,710.40	6,818,962.97	219,152.87
2030	191,824.20	0	741099	0	932,923.20	680,371.97	7,499,334.94	206,723.01
2031	202,514.72	0	717192	0	919,706.72	687,903.91	8,187,238.85	190,010.45
2032	211,218.92	0	669380	0	880,598.92	715,722.23	8,902,961.09	179,722.12
2033	202,239.35	0	0	0	202,239.35	1,035,741.39	9,938,702.47	236,437.13
2034	195,336.69	0	0	0	195,336.69	736,064.53	10,674,767.00	152,752.23
2035	191,081.89	0	0	0	191,081.89	529,767.78	11,204,534.78	99,945.79
2036	173,174.72	0	0	0	173,174.72	384,270.23	11,588,805.01	65,905.71
2037	168,168.69	0	0	0	168,168.69	278,889.94	11,867,694.95	43,483.70
2038	158,054.10	0	0	0	158,054.10	197,819.03	12,065,513.98	28039.42
2039	147,390.60	0	0	0	147,390.60	140,803.08	12,206,317.06	18143.47
2040	135169.07	0	0	0	135169.07	97908.89	12,304,225.95	11469.32
2041	120237.33	0	0	0	120237.33	66540.21	12,370,766.16	7086.1
2042	105079.85	0	0	0	105079.85	42368.66	12,413,134.82	4101.8
2043	91544.16	0	0	0	91544.16	26013.86	12,439,148.67	2289.51
2044	78083.79	0	0	0	78083.79	13494.43	12,452,643.11	1079.69
小计	3,629,273.82	0	11,626,861.00	0	15,256,134.82	12,452,643.11	12,452,643.11	4,692,594.28
剩余	0	0	0	0	0	0	12,452,643.11	0
合计	3,629,273.82	0	11,626,861.00	0	15,256,134.82	12,452,643.11	12,452,643.11	4,692,594.28

经济寿命期 27 年

附表 9：合同年下延 5 年 P1 储量

公司：中海沃邦
采油厂：
气田：石楼西
区块：永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: P1
MAJOR PHASE: Gas
KPMG Reserves: Proved
Dev.Status:

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG			原油/凝析油	LNG	天然气		
	权益	原油/凝析油	Products	天然气	rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	5,372,021
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	4,153,524
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	3,310,339
								20	2,703,879
								25	2,253,514

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	52	0	0	28,339.47	0	0	22,719.90	0	6.55
2019	71	0	0	33,172.54	0	0	26,594.59	0	6.55
2020	95	0	0	42,085.04	0	0	33,739.79	0	6.55
2021	119	0	0	53,405.78	0	0	42,815.68	0	6.55
2022	144	0	0	58,612.63	0	0	41,048.77	0	6.55
2023	158	0	0	50,856.08	0	0	35,616.55	0	6.55
2024	168	0	0	41,156.22	0	0	28,406.17	0	6.55
2025	171	0	0	32,328.80	0	0	22,313.45	0	6.55
2026	171	0	0	23,675.32	0	0	16,340.79	0	6.55
2027	171	0	0	17,882.93	0	0	12,342.86	0	6.55
2028	171	0	0	13,856.39	0	0	9,563.73	0	6.55
2029	171	0	0	10,967.43	0	0	7,569.76	0	6.55
2030	171	0	0	8,843.57	0	0	6,103.86	0	6.55
2031	171	0	0	7,251.09	0	0	5,004.73	0	6.55
2032	167	0	0	6,032.27	0	0	4,163.50	0	6.55
2033	162	0	0	5,072.86	0	0	3,501.31	0	6.55
2034	157	0	0	4,321.97	0	0	2,983.04	0	6.55
2035	156	0	0	3,721.78	0	0	2,568.78	0	6.55
2036	122	0	0	2,763.36	0	0	1,907.28	0	6.55
2037	122	0	0	2,392.35	0	0	1,651.21	0	6.55
2038	108	0	0	1,809.09	0	0	1,248.64	0	6.55
2039	94	0	0	1,446.22	0	0	998.19	0	6.55
2040	72	0	0	1049.51	0	0	724.37	0	6.55
2041	42	0	0	611.99	0	0	422.4	0	6.55
2042	13	0	0	209.64	0	0	144.69	0	6.55
2043	3	0	0	54.83	0	0	37.85	0	6.55
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	451,919.16	0	0	330,531.86		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	451,919.16	0	0	330,531.86		
累产		0	0	43083.89					
最终可采		0	0	495,003.05					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	990,767.94	0	990,767.94	0	163,178.49	827,589.45	
2019	0	0	1,159,735.41	0	1,159,735.41	0	191,007.26	968,728.15	
2020	0	0	1,471,322.65	0	1,471,322.65	0	242,325.37	1,228,997.28	
2021	0	0	1,867,103.83	0	1,867,103.83	0	307,510.13	1,559,593.70	
2022	0	0	1,790,052.30	0	1,790,052.30	0	294,819.82	1,495,232.48	

2023	0	0	1,553,164.48	0	1,553,164.48	0	255,804.64	1,297,359.84
2024	0	0	1,238,734.55	0	1,238,734.55	0	204,018.34	1,034,716.21
2025	0	0	973,043.74	0	973,043.74	0	160,259.33	812,784.41
2026	0	0	712,588.24	0	712,588.24	0	117,362.57	595,225.67
2027	0	0	538,246.76	0	538,246.76	0	88,648.70	449,598.06
2028	0	0	417,054.67	0	417,054.67	0	68,688.49	348,366.18
2029	0	0	330,101.61	0	330,101.61	0	54,367.40	275,734.20
2030	0	0	266,176.90	0	266,176.90	0	43,839.07	222,337.83
2031	0	0	218,245.84	0	218,245.84	0	35,944.87	182,300.96
2032	0	0	181,561.46	0	181,561.46	0	29,902.99	151,658.47
2033	0	0	152,684.72	0	152,684.72	0	25,147.02	127,537.70
2034	0	0	130,084.21	0	130,084.21	0	21,424.74	108,659.47
2035	0	0	112,019.36	0	112,019.36	0	18,449.48	93,569.89
2036	0	0	83,172.61	0	83,172.61	0	13,698.45	69,474.16
2037	0	0	72,005.76	0	72,005.76	0	11,859.28	60,146.49
2038	0	0	54,450.68	0	54,450.68	0	8,967.97	45,482.70
2039	0	0	43,528.88	0	43,528.88	0	7,169.16	36,359.72
2040	0	0	31588.48	0	31588.48	0	5202.59	26385.89
2041	0	0	18419.8	0	18419.8	0	3033.72	15386.08
2042	0	0	6309.7	0	6309.7	0	1039.2	5270.5
2043	0	0	1650.37	0	1650.37	0	271.81	1378.56
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	14,413,814.96	0	14,413,814.96	0	2,373,940.91	12,039,874.05
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	14,413,814.96	0	14,413,814.96	0	2,373,940.91	12,039,874.05

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			@ 10.0%
2018	31,159.20	0	836,056.00	0	867,215.20	-39,625.75	-39,625.75	-37,786.11
2019	39,537.41	0	343,971.00	0	383,508.41	585,219.73	545,593.98	507,318.73
2020	51,690.96	0	466,818.00	0	518,508.96	710,488.33	1,256,082.31	559,920.28
2021	65,652.25	0	565,096.00	0	630,748.25	928,845.44	2,184,927.75	665,457.04
2022	77,173.50	0	614,234.00	0	691,407.50	803,824.98	2,988,752.73	523,534.59
2023	78,457.64	0	343,971.00	0	422,428.64	874,931.20	3,863,683.92	518,042.15
2024	77,360.80	0	245,694.00	0	323,054.80	711,661.42	4,575,345.34	383,064.52
2025	74,166.40	0	73,708.00	0	147,874.40	664,910.01	5,240,255.35	325,363.40
2026	69,976.23	0	0	0	69,976.23	525,249.44	5,765,504.78	233,656.97
2027	67,171.45	0	0	0	67,171.45	382,426.61	6,147,931.39	154,656.64
2028	65,221.73	0	0	0	65,221.73	283,144.45	6,431,075.85	104,096.43
2029	63,822.84	0	0	0	63,822.84	211,911.36	6,642,987.21	70,825.45
2030	62,794.43	0	0	0	62,794.43	159,543.40	6,802,530.62	48,475.38
2031	62,023.32	0	0	0	62,023.32	120,277.65	6,922,808.26	33,222.68
2032	60,634.79	0	0	0	60,634.79	91,023.68	7,013,831.95	22,856.59
2033	59,172.27	0	0	0	59,172.27	68,365.43	7,082,197.38	15,606.33
2034	57,810.73	0	0	0	57,810.73	50,848.74	7,133,046.12	10,552.42
2035	57,320.51	0	0	0	57,320.51	36,249.38	7,169,295.50	6,838.79
2036	44,616.43	0	0	0	44,616.43	24,857.73	7,194,153.23	4,263.32
2037	44,436.78	0	0	0	44,436.78	15,709.71	7,209,862.94	2,449.41
2038	39,755.99	0	0	0	39,755.99	5,726.71	7,215,589.65	811.72
2039	34,540.29	0	0	0	34,540.29	1,819.43	7,217,409.08	234.45
2040	26428.19	0	0	0	26428.19	-42.3	7,217,366.78	-4.96
2041	15416.34	0	0	0	15416.34	-30.25	7,217,336.52	-3.22
2042	4781.51	0	0	0	4781.51	488.99	7,217,825.51	47.34
2043	1106.55	0	0	0	1106.55	272.01	7,218,097.52	23.94
2044	0	0	0	0	0	0	7,218,097.52	0
小计	1,332,228.53	0	3,489,548.00	0	4,821,776.53	7,218,097.52	7,218,097.52	4,153,524.27
剩余	0	0	0	0	0	0	7,218,097.52	0
合计	1,332,228.53	0	3,489,548.00	0	4,821,776.53	7,218,097.52	7,218,097.52	4,153,524.27

经济寿命期 26 年

附表 10: 合同年下延 5 年 P1 已开发正生产储量

公司: 中海沃邦

评估基准日 12/31/2017

ID: PDP

采油厂:

MAJOR PHASE: Gas

气田: 石楼西

KPMG Reserves: Proved

区块: 永和45-永和18井区

Dev.Status: Producing

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG			原油/凝析油	LNG	天然气		
	权益	原油/凝析油	Products	天然气	rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	1,500,565
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	1,350,196
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	1,232,163
								20	1,136,915
								25	1,058,322

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	34	0	0	18,729.79	0	0	15,015.77	0	6.55
2019	34	0	0	13,657.05	0	0	10,948.92	0	6.55
2020	34	0	0	9,300.20	0	0	7,456.02	0	6.55
2021	34	0	0	6,491.18	0	0	5,204.01	0	6.55
2022	34	0	0	4,657.97	0	0	3,262.16	0	6.55
2023	34	0	0	3,435.05	0	0	2,405.70	0	6.55
2024	34	0	0	2,607.15	0	0	1,799.46	0	6.55
2025	34	0	0	2,024.99	0	0	1,397.65	0	6.55
2026	34	0	0	1,616.92	0	0	1,116.01	0	6.55
2027	34	0	0	1,324.58	0	0	914.23	0	6.55
2028	34	0	0	1,113.23	0	0	768.35	0	6.55
2029	34	0	0	951.11	0	0	656.46	0	6.55
2030	34	0	0	829.22	0	0	572.33	0	6.55
2031	34	0	0	735.36	0	0	507.54	0	6.55
2032	34	0	0	662.11	0	0	456.99	0	6.55
2033	34	0	0	593.26	0	0	409.47	0	6.55
2034	34	0	0	545.22	0	0	376.31	0	6.55
2035	34	0	0	505.49	0	0	348.89	0	6.55
2036	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2037	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2038	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2039	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	69,779.86	0	0	53,616.28		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	69,779.86	0	0	53,616.28		
累产		0	0	43083.89					
最终可采		0	0	112,863.76					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	654,806.67	0	654,806.67	0	107,846.00		546,960.67
2019	0	0	477,460.00	0	477,460.00	0	78,637.18		398,822.82
2020	0	0	325,141.69	0	325,141.69	0	53,550.51		271,591.17
2021	0	0	226,936.17	0	226,936.17	0	37,376.16		189,560.01
2022	0	0	142,256.08	0	142,256.08	0	23,429.43		118,826.64

2023	0	0	104,907.84	0	104,907.84	0	17,278.22	87,629.62
2024	0	0	78,470.79	0	78,470.79	0	12,924.06	65,546.73
2025	0	0	60,948.75	0	60,948.75	0	10,038.20	50,910.55
2026	0	0	48,666.72	0	48,666.72	0	8,015.36	40,651.36
2027	0	0	39,867.67	0	39,867.67	0	6,566.17	33,301.51
2028	0	0	33,506.32	0	33,506.32	0	5,518.46	27,987.86
2029	0	0	28,626.77	0	28,626.77	0	4,714.80	23,911.97
2030	0	0	24,958.10	0	24,958.10	0	4,110.57	20,847.52
2031	0	0	22,132.98	0	22,132.98	0	3,645.28	18,487.70
2032	0	0	19,928.56	0	19,928.56	0	3,282.21	16,646.35
2033	0	0	17,856.15	0	17,856.15	0	2,940.89	14,915.26
2034	0	0	16,410.27	0	16,410.27	0	2,702.76	13,707.51
2035	0	0	15,214.41	0	15,214.41	0	2,505.80	12,708.61
2036	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2037	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2038	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2039	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	2,338,095.92	0	2,338,095.92	0	385,082.06	1,953,013.86
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	2,338,095.92	0	2,338,095.92	0	385,082.06	1,953,013.86

Period	扣减项目 - Mrmb					所得税前净收入 - Mrmb		
	石油特别收							净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计	年度	累计	
2018	21,309.30	0	0.00	0	21,309.30	525,651.37	525,651.37	501,247.73
2019	18,852.99	0	0.00	0	18,852.99	379,969.83	905,621.19	329,390.48
2020	16,743.33	0	0.00	0	16,743.33	254,847.85	1,160,469.04	200,840.00
2021	15,383.15	0	0.00	0	15,383.15	174,176.87	1,334,645.91	124,786.34
2022	14,495.47	0	0.00	0	14,495.47	104,331.17	1,438,977.08	67,951.33
2023	13,903.31	0	0.00	0	13,903.31	73,726.31	1,512,703.39	43,652.96
2024	13,502.43	0	0.00	0	13,502.43	52,044.30	1,564,747.69	28,013.78
2025	13,220.53	0	0.00	0	13,220.53	37,690.02	1,602,437.70	18,443.02
2026	13,022.94	0	0	0	13,022.94	27,628.41	1,630,066.12	12,290.49
2027	12,881.39	0	0	0	12,881.39	20,420.12	1,650,486.24	8,258.07
2028	12,779.04	0	0	0	12,779.04	15,208.82	1,665,695.05	5,591.43
2029	12,700.54	0	0	0	12,700.54	11,211.42	1,676,906.47	3,747.10
2030	12,641.52	0	0	0	12,641.52	8,206.00	1,685,112.48	2,493.30
2031	12,596.07	0	0	0	12,596.07	5,891.63	1,691,004.10	1,627.37
2032	12,560.61	0	0	0	12,560.61	4,085.74	1,695,089.84	1,025.95
2033	12,527.27	0	0	0	12,527.27	2,387.99	1,697,477.84	545.13
2034	12,504.01	0	0	0	12,504.01	1,203.51	1,698,681.35	249.76
2035	12,484.77	0	0	0	12,484.77	223.84	1,698,905.19	42.23
2036	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0.00
2037	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0.00
2038	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0
2039	0.00	0	0	0	0.00	0.00	1,698,905.19	0
2040	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2041	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2042	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2043	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
2044	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
小计	254,108.67	0	0.00	0	254,108.67	1,698,905.19	1,698,905.19	1,350,196.48
剩余	0	0	0	0	0	0	1,698,905.19	0
合计	254,108.67	0	0.00	0	254,108.67	1,698,905.19	1,698,905.19	1,350,196.48

经济寿命期 18 年

附表 11：合同年下延 5 年 P1 已开发未生产储量

公司：中海沃邦
采油厂：
气田：石楼西
区块：永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: Shut-in
MAJOR PHASE: Gas
KPMG Reserves: Proved
Dev.Status: Shut-in

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG		原油/凝析油	LNG	天然气			
	权益	原油/凝析油	Products	天然气	rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	183,167
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	155,019
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	136,070
								20	122,373
								25	111,926

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	8	0	0	1,894.30	0	0	1,518.67	0	6.55
2019	13	0	0	1,345.50	0	0	1,078.70	0	6.55
2020	18	0	0	1,025.35	0	0	822.02	0	6.55
2021	19	0	0	820.42	0	0	657.74	0	6.55
2022	19	0	0	681.40	0	0	477.21	0	6.55
2023	19	0	0	583.42	0	0	408.60	0	6.55
2024	19	0	0	511.87	0	0	353.29	0	6.55
2025	19	0	0	455.53	0	0	314.41	0	6.55
2026	19	0	0	411.37	0	0	283.93	0	6.55
2027	19	0	0	375.94	0	0	259.48	0	6.55
2028	19	0	0	347.46	0	0	239.82	0	6.55
2029	19	0	0	322.17	0	0	222.36	0	6.55
2030	19	0	0	301.03	0	0	207.77	0	6.55
2031	19	0	0	282.87	0	0	195.24	0	6.55
2032	15	0	0	267.62	0	0	184.71	0	6.55
2033	10	0	0	252.96	0	0	174.60	0	6.55
2034	5	0	0	240.37	0	0	165.91	0	6.55
2035	4	0	0	229.13	0	0	158.15	0	6.55
2036	4	0	0	219.51	0	0	151.51	0	6.55
2037	4	0	0	209.81	0	0	144.81	0	6.55
2038	0	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0
2039	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	10,778.03	0	0	8,018.90		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	10,778.03	0	0	8,018.90		
累产		0	0	0					
最终可采		0	0	10,778.03					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 -	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
								Mrmb	
2018	0	0	66,225.97	0	66,225.97	0	10,907.35	55,318.62	
2019	0	0	47,039.70	0	47,039.70	0	7,747.39	39,292.31	
2020	0	0	35,846.82	0	35,846.82	0	5,903.93	29,942.88	
2021	0	0	28,682.55	0	28,682.55	0	4,723.99	23,958.57	
2022	0	0	20,810.13	0	20,810.13	0	3,427.41	17,382.72	

2023	0	0	17,818.01	0	17,818.01	0	2,934.61	14,883.40
2024	0	0	15,406.36	0	15,406.36	0	2,537.41	12,868.95
2025	0	0	13,710.64	0	13,710.64	0	2,258.13	11,452.51
2026	0	0	12,381.56	0	12,381.56	0	2,039.23	10,342.33
2027	0	0	11,315.23	0	11,315.23	0	1,863.61	9,451.62
2028	0	0	10,457.88	0	10,457.88	0	1,722.40	8,735.47
2029	0	0	9,696.79	0	9,696.79	0	1,597.05	8,099.74
2030	0	0	9,060.64	0	9,060.64	0	1,492.28	7,568.36
2031	0	0	8,513.97	0	8,513.97	0	1,402.24	7,111.73
2032	0	0	8,054.81	0	8,054.81	0	1,326.62	6,728.19
2033	0	0	7,613.79	0	7,613.79	0	1,253.98	6,359.81
2034	0	0	7,234.82	0	7,234.82	0	1,191.57	6,043.25
2035	0	0	6,896.38	0	6,896.38	0	1,135.83	5,760.56
2036	0	0	6,606.87	0	6,606.87	0	1,088.14	5,518.73
2037	0	0	6,314.90	0	6,314.90	0	1,040.06	5,274.84
2038	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2039	0	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0.00
2040	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	349,687.82	0	349,687.82	0	57,593.23	292,094.58
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	349,687.82	0	349,687.82	0	57,593.23	292,094.58

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			
2018	2,513.97	0	0.00	0	2,513.97	52,804.65	52,804.65	50,353.16
2019	3,246.19	0	0.00	0	3,246.19	36,046.12	88,850.77	31,247.87
2020	4,089.11	0	0.00	0	4,089.11	25,853.77	114,704.54	20,374.79
2021	4,189.47	0	0.00	0	4,189.47	19,769.09	134,473.63	14,163.26
2022	4,122.15	0	0.00	0	4,122.15	13,260.57	147,734.20	8,636.66
2023	4,074.71	0	0.00	0	4,074.71	10,808.68	158,542.88	6,399.76
2024	4,040.07	0	0.00	0	4,040.07	8,828.88	167,371.76	4,752.30
2025	4,012.78	0	0.00	0	4,012.78	7,439.73	174,811.49	3,640.52
2026	3,991.40	0	0	0	3,991.40	6,350.93	181,162.42	2,825.21
2027	3,974.25	0	0	0	3,974.25	5,477.38	186,639.80	2,215.10
2028	3,960.45	0	0	0	3,960.45	4,775.02	191,414.82	1,755.51
2029	3,948.21	0	0	0	3,948.21	4,151.53	195,566.34	1,387.53
2030	3,937.98	0	0	0	3,937.98	3,630.39	199,196.73	1,103.05
2031	3,929.18	0	0	0	3,929.18	3,182.55	202,379.28	879.07
2032	3,123.43	0	0	0	3,123.43	3,604.76	205,984.03	905.18
2033	2,118.39	0	0	0	2,118.39	4,241.42	210,225.45	968.22
2034	1,114.34	0	0	0	1,114.34	4,928.91	215,154.36	1,022.87
2035	909.31	0	0	0	909.31	4,851.25	220,005.61	915.23
2036	904.65	0	0	0	904.65	4,614.07	224,619.68	791.35
2037	899.95	0	0	0	899.95	4,374.89	228,994.57	682.12
2038	0.00	0	0	0	0.00	0.00	228,994.57	0
2039	0.00	0	0	0	0.00	0.00	228,994.57	0
2040	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2041	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2042	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2043	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
2044	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
小计	63,100.02	0	0.00	0	63,100.02	228,994.57	228,994.57	155,018.79
剩余	0	0	0	0	0	0	228,994.57	0
合计	63,100.02	0	0.00	0	63,100.02	228,994.57	228,994.57	155,018.79

经济寿命期 20.01 年

附表 12: 合同年下延 5 年 P1 未开发储量

公司: 中海沃邦

评估基准日 12/31/2017

ID: PUD

采油厂:

MAJOR PHASE: Gas

气田: 石楼西

KPMG Reserves: Proved

区块: 永和45-永和18井区

Dev.Status: Undeveloped

	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	操作	LNG			原油/凝析油	LNG	天然气		
	权益	原油/凝析油	Products	天然气	rmb/bbl	rmb/bbl	rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	3,688,289
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	2,648,309
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	1,942,105
								20	1,444,591
								25	1,083,266

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油	LNG	天然气	原油/凝析油	LNG	销售气	原油/凝析油	天然气
		bbl	bbl	MMCF	bbl	bbl	MMCF	rmb/Bbl	rmb/MCF
2018	10	0	0	7,715.38	0	0	6,185.46	0	6.55
2019	24	0	0	18,169.99	0	0	14,566.97	0	6.55
2020	43	0	0	31,759.49	0	0	25,461.74	0	6.55
2021	66	0	0	46,094.18	0	0	36,953.93	0	6.55
2022	91	0	0	53,273.26	0	0	37,309.40	0	6.55
2023	105	0	0	46,837.61	0	0	32,802.25	0	6.55
2024	115	0	0	38,037.21	0	0	26,253.41	0	6.55
2025	118	0	0	29,848.29	0	0	20,601.39	0	6.55
2026	118	0	0	21,647.03	0	0	14,940.85	0	6.55
2027	118	0	0	16,182.41	0	0	11,169.15	0	6.55
2028	118	0	0	12,395.71	0	0	8,555.56	0	6.55
2029	118	0	0	9,694.15	0	0	6,690.94	0	6.55
2030	118	0	0	7,713.32	0	0	5,323.76	0	6.55
2031	118	0	0	6,232.86	0	0	4,301.94	0	6.55
2032	118	0	0	5,102.54	0	0	3,521.79	0	6.55
2033	118	0	0	4,226.64	0	0	2,917.24	0	6.55
2034	118	0	0	3,536.38	0	0	2,440.82	0	6.55
2035	118	0	0	2,987.16	0	0	2,061.75	0	6.55
2036	118	0	0	2,543.85	0	0	1,755.78	0	6.55
2037	118	0	0	2,182.54	0	0	1,506.40	0	6.55
2038	108	0	0	1,809.09	0	0	1,248.64	0	6.55
2039	94	0	0	1,446.22	0	0	998.19	0	6.55
2040	72	0	0	1049.51	0	0	724.37	0	6.55
2041	42	0	0	611.99	0	0	422.4	0	6.55
2042	13	0	0	209.64	0	0	144.69	0	6.55
2043	3	0	0	54.83	0	0	37.85	0	6.55
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
小计		0	0	371,361.27	0	0	268,896.68		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	371,361.27	0	0	268,896.68		
累产		0	0	0					
最终可采		0	0	371,361.27					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 - Mrmb	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气		
2018	0	0	269,735.30	0	269,735.30	0	44,425.13		225,310.16
2019	0	0	635,235.71	0	635,235.71	0	104,622.69		530,613.02
2020	0	0	1,110,334.15	0	1,110,334.15	0	182,870.92		927,463.23
2021	0	0	1,611,485.10	0	1,611,485.10	0	265,409.98		1,346,075.12
2022	0	0	1,626,986.10	0	1,626,986.10	0	267,962.98		1,359,023.11

2023	0	0	1,430,438.64	0	1,430,438.64	0	235,591.81	1,194,846.82
2024	0	0	1,144,857.41	0	1,144,857.41	0	188,556.87	956,300.54
2025	0	0	898,384.35	0	898,384.35	0	147,963.00	750,421.34
2026	0	0	651,539.96	0	651,539.96	0	107,307.98	544,231.98
2027	0	0	487,063.86	0	487,063.86	0	80,218.93	406,844.93
2028	0	0	373,090.47	0	373,090.47	0	61,447.63	311,642.85
2029	0	0	291,778.05	0	291,778.05	0	48,055.55	243,722.50
2030	0	0	232,158.16	0	232,158.16	0	38,236.22	193,921.94
2031	0	0	187,598.89	0	187,598.89	0	30,897.35	156,701.54
2032	0	0	153,578.09	0	153,578.09	0	25,294.16	128,283.93
2033	0	0	127,214.78	0	127,214.78	0	20,952.15	106,262.63
2034	0	0	106,439.12	0	106,439.12	0	17,530.42	88,908.70
2035	0	0	89,908.58	0	89,908.58	0	14,807.85	75,100.72
2036	0	0	76,565.74	0	76,565.74	0	12,610.30	63,955.44
2037	0	0	65,690.87	0	65,690.87	0	10,819.22	54,871.65
2038	0	0	54,450.68	0	54,450.68	0	8,967.97	45,482.70
2039	0	0	43,528.88	0	43,528.88	0	7,169.16	36,359.72
2040	0	0	31588.48	0	31588.48	0	5202.59	26385.89
2041	0	0	18419.8	0	18419.8	0	3033.72	15386.08
2042	0	0	6309.7	0	6309.7	0	1039.2	5270.5
2043	0	0	1650.37	0	1650.37	0	271.81	1378.56
2044	0	0	0	0	0	0	0	0
小计	0	0	11,726,031.23	0	11,726,031.23	0	1,931,265.62	9,794,765.61
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	11,726,031.23	0	11,726,031.23	0	1,931,265.62	9,794,765.61

Period	扣减项目 - Mrmb					所得税前净收入 - Mrmb		
	石油特别收					年度	累计	净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			
2018	7,335.93	0	836,056.00	0	843,391.93	-618,081.77	-618,081.77	-589,387.00
2019	17,438.24	0	343,971.00	0	361,409.24	169,203.79	-448,877.98	146,680.37
2020	30,858.52	0	466,818.00	0	497,676.52	429,786.71	-19,091.27	338,705.49
2021	46,079.64	0	565,096.00	0	611,175.64	734,899.48	715,808.21	526,507.43
2022	58,555.88	0	614,234.00	0	672,789.88	686,233.24	1,402,041.45	446,946.59
2023	60,479.62	0	343,971.00	0	404,450.62	790,396.21	2,192,437.66	467,989.43
2024	59,818.30	0	245,694.00	0	305,512.30	650,788.23	2,843,225.89	350,298.44
2025	56,933.08	0	73,708.00	0	130,641.08	619,780.26	3,463,006.15	303,279.86
2026	52,961.88	0	0	0	52,961.88	491,270.09	3,954,276.25	218,541.27
2027	50,315.81	0	0	0	50,315.81	356,529.11	4,310,805.36	144,183.46
2028	48,482.23	0	0	0	48,482.23	263,160.62	4,573,965.98	96,749.49
2029	47,174.08	0	0	0	47,174.08	196,548.41	4,770,514.39	65,690.81
2030	46,214.93	0	0	0	46,214.93	147,707.02	4,918,221.41	44,879.04
2031	45,498.06	0	0	0	45,498.06	111,203.47	5,029,424.88	30,716.24
2032	44,950.74	0	0	0	44,950.74	83,333.19	5,112,758.07	20,925.46
2033	44,526.61	0	0	0	44,526.61	61,736.02	5,174,494.09	14,092.98
2034	44,192.38	0	0	0	44,192.38	44,716.33	5,219,210.42	9,279.78
2035	43,926.44	0	0	0	43,926.44	31,174.29	5,250,384.70	5,881.33
2036	43,711.78	0	0	0	43,711.78	20,243.66	5,270,628.36	3,471.96
2037	43,536.83	0	0	0	43,536.83	11,334.82	5,281,963.19	1,767.29
2038	39,755.99	0	0	0	39,755.99	5,726.71	5,287,689.90	811.72
2039	34,540.29	0	0	0	34,540.29	1,819.43	5,289,509.33	234.45
2040	26428.19	0	0	0	26428.19	-42.3	5,289,467.03	-4.96
2041	15416.34	0	0	0	15416.34	-30.25	5,289,436.77	-3.22
2042	4781.51	0	0	0	4781.51	488.99	5,289,925.76	47.34
2043	1106.55	0	0	0	1106.55	272.01	5,290,197.77	23.94
2044	0	0	0	0	0	0	5,290,197.77	0
小计	1,015,019.84	0	3,489,548.00	0	4,504,567.84	5,290,197.77	5,290,197.77	2,648,309.01
剩余	0	0	0	0	0	0	5,290,197.77	0
合计	1,015,019.84	0	3,489,548.00	0	4,504,567.84	5,290,197.77	5,290,197.77	2,648,309.01

经济寿命期 26.01 年

附表 13: 合同年下延 5 年 P2 未开发储量

公司: 中海沃邦
采油厂:
气田: 石楼西
区块: 永和45-永和18井区

评估基准日 12/31/2017

ID: P2
MAJOR PHASE: Gas
KPMG Reserves: Probable
Dev.Status:

操作	权益				价格			不同折现率下 净现值 - Mrmb	
	权益	原油/凝析油	LNG Products	天然气	原油/凝析油 rmb/bbl	LNG rmb/bbl	天然气 rmb/MCF		
初值	1	0	0	0.8439	0	0	6.55	5	2,002,171
终值	1	0	0	0.7265	0	0	6.55	10	539,070
备注	所有货币单位为千元人民币。							15	-160,248
								20	-508,904
								25	-687,739

时间	生产 井数	总产量			公司净产量			平均价格	
		原油/凝析油 bbl	LNG bbl	天然气 MMCF	原油/凝析油 bbl	LNG bbl	销售气 MMCF	原油/凝析油 rmb/Bbl	天然气 rmb/MCF
2018	1	0	0	57.45	0	0	46.06	0	6.55
2019	4	0	0	370.12	0	0	296.73	0	6.55
2020	4	0	0	338.05	0	0	271.02	0	6.55
2021	4	0	0	265.89	0	0	213.17	0	6.55
2022	16	0	0	5,691.87	0	0	3,986.24	0	6.55
2023	34	0	0	13,485.41	0	0	9,444.37	0	6.55
2024	62	0	0	23,428.44	0	0	16,170.39	0	6.55
2025	102	0	0	31,929.26	0	0	22,037.69	0	6.55
2026	143	0	0	40,659.05	0	0	28,063.02	0	6.55
2027	182	0	0	46,042.39	0	0	31,778.62	0	6.55
2028	218	0	0	50,024.80	0	0	34,527.29	0	6.55
2029	253	0	0	53,053.24	0	0	36,617.53	0	6.55
2030	284	0	0	55,325.84	0	0	38,186.09	0	6.55
2031	314	0	0	56,692.22	0	0	39,129.17	0	6.55
2032	341	0	0	57,461.99	0	0	39,660.47	0	6.55
2033	338	0	0	44,168.28	0	0	30,485.10	0	6.55
2034	338	0	0	32,724.86	0	0	22,586.81	0	6.55
2035	338	0	0	24,950.29	0	0	17,220.77	0	6.55
2036	331	0	0	19,409.22	0	0	13,396.31	0	6.55
2037	323	0	0	15,389.57	0	0	10,621.94	0	6.55
2038	312	0	0	12,345.89	0	0	8,521.18	0	6.55
2039	300	0	0	10,016.79	0	0	6913.62	0	6.55
2040	291	0	0	8221.25	0	0	5674.34	0	6.55
2041	282	0	0	6817.16	0	0	4705.23	0	6.55
2042	271	0	0	5655.18	0	0	3903.23	0	6.55
2043	245	0	0	4621.08	0	0	3189.49	0	6.55
2044	212	0	0	3642.56	0	0	2514.11	0	6.55
小计		0	0	622,788.17	0	0	430,159.98		
剩余		0	0	0	0	0	0		
合计		0	0	622,788.17	0	0	430,159.98		
累产		0	0	0					
最终可采		0	0	622,788.17					

Period	公司未来总收入(FGR) - Mrmb					税费 - Mrmb		生产税后总收入 -	
	原油/凝析油	LNG	天然气	其它	合计	原油/凝析油	天然气	Mrmb	
2018	0	0	2,008.49	0	2,008.49	0	330.80	1,677.69	
2019	0	0	12,939.62	0	12,939.62	0	2,131.14	10,808.47	
2020	0	0	11,818.52	0	11,818.52	0	1,946.50	9,872.02	
2021	0	0	9,295.81	0	9,295.81	0	1,531.01	7,764.80	
2022	0	0	173,831.94	0	173,831.94	0	28,629.95	145,201.99	

2023	0	0	411,849.65	0	411,849.65	0	67,831.23	344,018.43
2024	0	0	705,157.49	0	705,157.49	0	116,138.73	589,018.76
2025	0	0	961,018.31	0	961,018.31	0	158,278.75	802,739.55
2026	0	0	1,223,770.44	0	1,223,770.44	0	201,553.77	1,022,216.67
2027	0	0	1,385,800.33	0	1,385,800.33	0	228,239.93	1,157,560.40
2028	0	0	1,505,664.33	0	1,505,664.33	0	247,981.41	1,257,682.92
2029	0	0	1,596,815.25	0	1,596,815.25	0	262,993.88	1,333,821.38
2030	0	0	1,665,216.90	0	1,665,216.90	0	274,259.56	1,390,957.34
2031	0	0	1,706,342.58	0	1,706,342.58	0	281,032.92	1,425,309.66
2032	0	0	1,729,511.50	0	1,729,511.50	0	284,848.81	1,444,662.68
2033	0	0	1,329,392.68	0	1,329,392.68	0	218,949.65	1,110,443.04
2034	0	0	984,964.40	0	984,964.40	0	162,222.65	822,741.75
2035	0	0	750,962.57	0	750,962.57	0	123,682.78	627,279.78
2036	0	0	584,185.57	0	584,185.57	0	96,214.78	487,970.79
2037	0	0	463,200.86	0	463,200.86	0	76,288.72	386,912.14
2038	0	0	371,591.11	0	371,591.11	0	61,200.68	310,390.43
2039	0	0	301,488.87	0	301,488.87	0	49,654.92	251,833.95
2040	0	0	247446.22	0	247446.22	0	40754.15	206692.08
2041	0	0	205185.26	0	205185.26	0	33793.81	171391.45
2042	0	0	170211.71	0	170211.71	0	28033.7	142178.01
2043	0	0	139086.94	0	139086.94	0	22907.48	116179.46
2044	0	0	109635	0	109635	0	18056.78	91578.23
小计	0	0	18,758,392.34	0	18,758,392.34	0	3,089,488.46	15,668,903.88
剩余	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	0	0	18,758,392.34	0	18,758,392.34	0	3,089,488.46	15,668,903.88

扣减项目 - Mrmb						所得税前净收入 - Mrmb		
Period	石油特别收					年度	累计	净现值 @ 10.0%
	操作费	益金	开发投资	运输费	合计			
2018	387.82	0	1,080,021.00	0	1,080,408.82	-1,078,731.12	-1,078,731.12	-1,028,650.47
2019	1,619.22	0	24,356.00	0	25,975.22	-15,166.74	-1,093,897.87	-13,147.84
2020	1,603.69	0	0.00	0	1,603.69	8,268.33	-1,085,629.54	6,516.09
2021	1,568.75	0	0.00	0	1,568.75	6,196.05	-1,079,433.50	4,439.06
2022	8,516.11	0	175,723.00	0	184,239.11	-39,037.12	-1,118,470.61	-25,425.04
2023	18,769.88	0	303,374.00	0	322,143.88	21,874.55	-1,096,596.06	12,951.80
2024	33,664.47	0	494,754.00	0	528,418.47	60,600.28	-1,035,995.78	32,619.19
2025	52,180.73	0	765,844.00	0	818,024.73	-15,285.18	-1,051,280.96	-7,479.56
2026	71,167.85	0	837433	0	908,600.85	113,615.83	-937,665.13	50,541.95
2027	87,814.56	0	789620	0	877,434.56	280,125.84	-657,539.29	113,285.32
2028	102,702.91	0	765264	0	867,966.91	389,716.01	-267,823.28	143,276.85
2029	116,769.34	0	773253	0	890,022.34	443,799.04	175,975.76	148,327.42
2030	129,029.77	0	741099	0	870,128.77	520,828.57	696,804.33	158,247.62
2031	140,491.40	0	717192	0	857,683.40	567,626.26	1,264,430.59	156,787.77
2032	150,584.14	0	669380	0	819,964.14	624,698.55	1,889,129.14	156,865.53
2033	143,067.08	0	0	0	143,067.08	967,375.96	2,856,505.10	220,830.79
2034	137,525.97	0	0	0	137,525.97	685,215.78	3,541,720.88	142,199.81
2035	133,761.38	0	0	0	133,761.38	493,518.40	4,035,239.28	93,107.00
2036	128,558.29	0	0	0	128,558.29	359,412.49	4,394,651.78	61,642.39
2037	123,731.91	0	0	0	123,731.91	263,180.23	4,657,832.01	41,034.29
2038	118,298.11	0	0	0	118,298.11	192,092.32	4,849,924.33	27227.7
2039	112,850.31	0	0	0	112,850.31	138,983.64	4,988,907.97	17909.02
2040	108740.88	0	0	0	108740.88	97951.2	5,086,859.17	11474.28
2041	104820.99	0	0	0	104820.99	66570.46	5,153,429.63	7089.32
2042	100298.34	0	0	0	100298.34	41879.67	5,195,309.30	4054.46
2043	90437.61	0	0	0	90437.61	25741.85	5,221,051.15	2265.57
2044	78083.79	0	0	0	78083.79	13494.43	5,234,545.58	1079.69
小计	2,297,045.29	0	8,137,313.00	0	10,434,358.29	5,234,545.58	5,234,545.58	539,070.01
剩余	0	0	0	0	0	0	5,234,545.58	0
合计	2,297,045.29	0	8,137,313.00	0	10,434,358.29	5,234,545.58	5,234,545.58	539,070.01

经济寿命期 27.01 年