

新疆广汇实业股份有限公司关于收购哈萨克斯坦共和国南伊玛谢夫油气区块 51%权益的公告

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其内容的真实性、准确性和完整性承担个别及连带责任。

特别风险提示：

● 毕马威企业咨询（中国）有限公司（KPMG）在《财务尽职调查报告》中提示：

由于哈萨克斯坦油气部收回了底土使用协议，目标公司在 2010 年 7 月暂停了油气开采。目标公司从资产负债表上核销了金额为 3100 万美元的勘探及评估资产。另外，2008 年至 2009 年之间，目标公司共发生成本及费用约 900 万美元，其中 300 万美元支付给了前任股东的关联公司。管理层表示，2010 年 7 月至 2011 年 11 月期间，目标公司未进行任何开采活动。KPMG 建议公司获取进一步的信息以确认目标公司所发生的与关联方相关成本的性质。

目标公司曾未按规定履行底土使用协议的工作义务。截至目前，目标公司 2009-2011 年最近期间的未履行义务相关的金额约为 6200 万美元。

底土使用协议于 2011 年 11 月被政府恢复，有效期至 2012 年 1 月。目前该协议展期的可能性尚待确认。

由于目标公司前任股东未将会计系统与现任股东进行交接，目标公司并未保存 2009 年至 2010 年的会计信息。因此尽职调查期间的财务报表的准确度也受到影响。KPMG 建议公司在股权购买协议中要求卖方对财务信息的准确性及完整性做出陈述与保证。

目标公司未按照哈萨克斯坦税法足额计提所得税以及调查期间的各项罚金。总金额为 205 万美元（罚金计算期间截至 2011 年 9 月 30 日）。KPMG 建议公司就交割日前未足额缴纳的税金以及罚金获得卖方书面免责声明。

● AEQUITAS 律师事务所在《对 ALGA CASPIYGAS LLP 的尽职调查》

中提示：

主管部门将有机会依据现行的《底土法》，在底土使用方再次违反合同规定和/或工作计划时单方面终止合同；

存在可能无法进一步续展合同期限的某些风险；

阿斯塔纳市区际特别经济法庭2011年5月19日的第02-2409-11号裁决宣告MOG于2010年7月3日作出的第157号令无效并撤销该令，上述法庭裁决会依据监督程序被提起上诉并被撤销；

ACG公司目前并不占有履行合同项下义务所需的文件和资料（包括地质资料），ACG公司因没有所需文件和资料而错过履行合同义务的最后期限；

有关底土使用方未履行合同义务或履行合同义务不当以及未遵守现行法律规定或遵守现行法律规定不当的风险。

●中国石油大学（北京）在《哈萨克斯坦南依玛谢夫区块勘探综合评价研究》中提示：

卖方PGS对盐下储层进行了风险评估得到了C2b储层0.3的勘探成功概率和上泥盆统-下石炭统储层0.18的勘探成功概率；利用CCOP的油气勘探国际地质风险分析准则评估认为C2b及中上石炭统至下二叠统储层的总体地质风险（勘探成功的概率）为0.37，上泥盆统-下石炭统储层的总体地质风险（勘探成功的概率）为0.19，盐上储层总体地质风险（勘探成功的概率）为0.076（大于0.05），未钻井证实油气存在、复杂而独特的油气地质条件、不完善的前期勘探工作，整体上工区存在一定的勘探风险。

由于伏尔加河三角洲地区比较差的地面通行条件和苏联时代对该区块的不重视，使合同区域的地震数量不足而且相关资料质量较差，难以对后期的钻探工作给予有力的指导。

工区盐下层序储层的埋藏深度大，同时伏尔加河三角洲地区地面基础设施很差，工程施工困难，勘探和开发成本将会很高。

盐上层盐构造运动复杂，圈闭的保存条件不确定，地震资料的质量较差，增加了盐上层勘探风险。

● 2011年12月12日，哈国Almaty市特别区际经济法院审理了ACG公司未在法定期限内向国家授权机关提交财务报表的行政违法问题，法院做出了有利于ACG公司的判决。但由于缺少关于终止行政违法案件诉讼程序的法院裁决，尚无法排除ACG公司被处以5040美元的行

政罚金的风险。

●毕马威企业咨询（中国）有限公司和 AEQUITAS 律师事务所出具的报告中还提示了在法律、环境及财税等方面存在的其它风险，请投资者认真阅读上述机构出具的报告（详见上海证券交易所网站 www.sse.com.cn）。

重要内容提示：

● 公司本次拟出资 2 亿美元用于认购目标公司增发的新股和项目投资，从而间接拥有哈萨克斯坦共和国南伊玛谢夫油气区块 51% 的权益。

● 本次收购将增加公司在石油、天然气行业所拥有的上游资源量，进一步提升公司在国内外能源行业的地位，为公司将来成为国际化能源公司奠定坚实基础。

● 本次收购不构成关联交易。

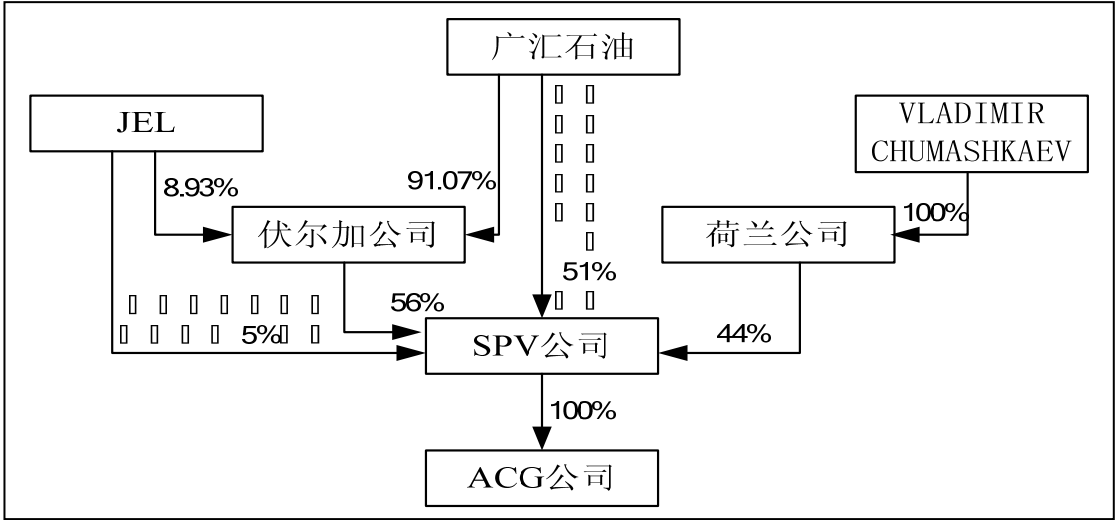
● 本次收购主要涉及中国及哈萨克斯坦共和国的国家相关政府部门审批。在中国境内需经国家发改委、商务主管部门、外汇管理部门等相关主管部门核准。目前，公司向国家发改委申请核准工作正在进行之中。

2011 年 8 月 28 日和 2011 年 11 月 14 日，为了继续扩大公司在石油、天然气行业上游拥有的资源量，公司分别与相关权益所有方签署了收购哈萨克斯坦普里多罗日气田和南依玛谢夫油气区块的备忘录，并随即聘请相关中介机构对两个项目进行各项尽职调查。目前，各中介机构对南依玛谢夫油气区块的尽职调查工作已完成，公司拟签署对该油气区块的收购协议。

一、交易概述

1、本公司控股子公司新疆广汇石油有限公司（以下简称“广汇石油”）或下属子公司将与注册于英属维尔京群岛的 Jupiter Element Limited（“以下简称 JEL 公司”，与本公司无关联关系）根据荷兰法律成立一家名为“伏尔加石油有限公司”（以下简称“伏尔加公司”）的合资公司（其中：广汇石油 91.07%，JEL 公司 8.93%），伏尔加公司拟以总计 2 亿美元认购南伊玛谢夫油气区块实际控制人拟设立的目标公司（SPV 公司）新增发的 56% 新股；认购完成后，伏尔加公司持有目标公司 56% 股权（其中：广汇石油 51%，JEL 公司 5%），而目标公司原股东持股比例摊薄至 44%。因目标公司持有 ACG 公司 100% 股权，则伏尔加公司间接持有

ACG 公司 56%股权，即伏尔加公司间接拥有了南伊玛谢夫油气区块的 56% 权益（其中：广汇石油 51%，JEL 公司 5%）。本次收购不构成关联交易。各权益所有方股权关系及本次收购股权方式见下图：



2、广汇石油、JEL 已于 2012 年 1 月 5 日与南伊玛谢夫的实际控制人 CHUMASHKAEV 先生签署了与本次收购相关的一系列协议。

3、本次收购已经公司第五届董事会第八次会议以同意 11 票、反对 0 票、弃权 0 票表决通过，尚需经公司股东大会审议通过。

4、本次收购涉及中国及哈萨克斯坦共和国的国家相关政府部门审批。在中国境内需经国家发改委、商务主管部门、外汇管理部门等相关主管部门核准。目前，公司向国家发改委申请核准工作正在进行之中。

二、 交易对方当事人情况介绍

1、Alga CaspiyGas Limited Liability Partnership（阿尔加里海天然气有限公司，以下简称“ACG 公司”）：独立拥有南伊玛谢夫油气区块 100%权益。ACG 公司成立于 2003 年 7 月 8 日，注册资本 87200 腾格（注：哈萨克斯坦货币，中文又名“坚戈”或“探戈”，按 1 美元=150 腾格换算，约 581 美元），注册号 56602-1910-T O O，注册法定地址为：哈萨克斯坦阿拉木图市 Bostandykskiy 区，Manas 街 32A，办公地址为：哈萨克斯坦阿拉木图市 Al-Farabi 大街 17 号，Nurly-Tau 商业中心，4B 大楼，703 办公室。截止 2011 年 11 月 30 日，ACG 公司净资产 6000 美元。因 ACG 公司拥有的南依玛谢夫油气田目前仍处于勘探阶段，故尚未产生收入。

2、Foren Associates Ltd.（以下简称“Foren 公司”）：独立拥有

ACG 公司 100%股权。Foren 公司注册于英属维尔京群岛托尔托拉罗德城 Trident Chambers146 号；

3、VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生（以下简称“Chumashkaev 先生”），一名俄罗斯联邦公民，其住所位于 Dostyk ave. 291/7, Almaty, Kazakhstan。

三、收购标的基本情况

南依玛谢夫合同区块的勘探合同签订于2006年1月，国家注册号为 №1933，其100%权益属于ACG公司，区块总合同面积为1,272.6km²

（314,464英亩）。根据AEQUITAS律师事务所出具的《尽职调查报告》和毕马威企业咨询（中国）有限公司出具的《财务及税务尽职调查报告》，该区块合同即将于2012年1月12日到期，2011年12月2日，ACG公司已向哈国油气部提交了将合同有效期延长至2014年7月3日的申请。

区块位于哈萨克斯坦-俄罗斯国界边缘阿特劳地区的滨里海盆地，包括区块XXVII-4（部分）、5（部分）、XXVIII-4（部分）、5（部分）和6（部分）区块，合同区西部边缘紧邻哈俄边境，南部紧邻里海海岸。中国石油大学（北京）在盆地以及圈闭地质资料基础上，根据三维地震资料，对该区块的资源量进行了估算，并出具了《哈萨克斯坦南依玛谢夫区块勘探综合评价研究》，认为南依玛谢夫勘探区域或合同区域有很好的勘探潜力；在这个深度的储层勘探花费是很高的，而且勘探也存在着风险，但是油气如果能被证明，潜在的规模和商业价值将是非常巨大的。根据该研究报告，中国石油大学（北京）本次对南依玛谢夫区块油气资源量的评估是在目前已完成3D地震覆盖的684km²区域内进行的，占合同区总面积1272.6km²的53.75%。油气资源量估算情况如下：

层 位 资源量级别	C2b储层 (10 ⁸ m ³)	上泥盆统- 石炭系统储 层 (10 ⁴ t)	侏罗系储层 (10 ⁴ t)	白垩系储层 (10 ⁴ t)
保守资源量	1102.06	2286	3016	2111
最佳资源量	1922.5	8000	3750	2625
乐观资源量	2682.15	13714	4485	3140

盐下储层风险前总资源量为：保守资源量1102.6×10⁸m³天然气，2286×10⁴t油（当量）；最佳资源量；1922.5×10⁸m³天然气，8000（平均）

$\times 10^4$ t油(当量); 乐观资源量 2862.15×10^8 m³天然气, 13714×10^4 t油(当量)。

盐上储层风险前总资源量为: 保守资源量 5127×10^4 t油(当量), 最佳资源量 6375×10^4 t油(当量), 乐观资源量 7624×10^4 t油(当量)

四、本次收购合同的主要内容及定价情况

1、收购方式

鉴于: Chumashkaev 先生是 Foren 公司的最终受益人。Foren 是 ACG 的单一股东, ACG 公司是南依玛谢夫油气区块的单一合同方。本次收购方式如下:

(1) Foren 公司的最终实际控制人 Chumashkaev 先生设立一个特殊目的公司(荷兰公司);

(2) 特殊目的公司在荷兰设立一个全资子公司做为目标公司, 目标公司每股票面价值为 410 欧元;

(3) Foren 将其持有 ACG 公司的 100% 股权无对价地转让给目标公司;

(4) 本公司控股子公司新疆广汇石油有限公司(以下简称“广汇石油”)将与注册于英属维尔京群岛的 Jupiter Element Limited (“以下简称 JEL 公司”) 根据荷兰法律成立一家名为“伏尔加石油有限公司”

(以下简称“伏尔加公司”)的合资公司(其中: 广汇石油 91.07%, JEL 公司 8.93%), 伏尔加公司出资 2 亿美元用于认购目标公司增发的 56% 新股以及项目投资, 增发新股的每股票面价值为 410 欧元; 增发完成后, 伏尔加公司持有目标公司 56% 股权(其中: 广汇石油 51%, JEL 公司 5%), 而目标公司原股东持股比例摊薄至 44%。因目标公司持有 ACG 公司 100% 股权, 则伏尔加公司间接持有 ACG 公司 56% 股权, 即拥有了南伊玛谢夫油气区块的 56% 权益(其中: 广汇石油 51%, JEL 公司 5%)。

2、收购价格、收购款支付方式

(1) 认购股份交割时, 伏尔加公司通过电汇方式向目标公司指定的银行账户支付 313 万美元或等值欧元认购金额, 取得目标公司 56% 的股权;

(2) 认购股份交割后, 伏尔加公司根据 ACG 公司提出的申请, 将第一期资金 6500 万美元和第二期资金 13187 万美元支付给目标公司, 以满足 ACG 公司对运营资金的需求, 两期资金支付的前提条件分别是:

——支付第一期资金的条件是：未出现重大不利事件，或者广汇石油就存在违反保证的情况、或因其他事由提起本协议项下的诉求，并且该等事件或诉求尚未解决；

——支付第二期资金的条件是：广汇石油在审阅了 ACG 公司运用 6813 万美元开展的第一期勘探活动所获得的地质学和地球物理学数据以及 ACG 公司提供的其他数据后，对该等数据所展现的前景表示满意。如果第二期资金支付的前提条件未满足，则伏尔加公司有权将所持目标公司 56%股权中的 34.065%（即 6813/20000）出售给第三方或特殊目的公司，56%股权中剩余的 65.935%的股权应根据特殊目的公司的要求以 1.00 美元的对价交还特殊目的公司。

3、股权交割

本次股权收购需分别获得哈国和中国政府相关主管机关的批准，其中：

（1）需获得哈国相关主管机关批准的事项如下：

——哈国相关主管机关根据底土使用法第 36 条和第 37 条规定，对于本协议拟议的 ACG 公司股权转让和控制权变更的同意；

——哈国政府根据底土使用法第 13 条和第 37 条规定对于股份收购优先权的放弃；

——哈国的竞争保护机关根据竞争法第 50 条规定，对于本协议拟议的 ACG 公司股权转让和控制权变更的同意；

——就勘探合同续展至不早于 2014 年 7 月某日而言，应当获得哈国相关主管机关对于勘探合同附录# 3 的批准；

——ACG 公司对于区块自 2012 年 1 月 1 至不早于 2014 年 12 月 31 日的某日的地质勘探计划，且该计划在形式和实质上均被伏尔加公司所接受；

——ACG 公司对于区块在 2011 年的当前作业计划附录，且该附录在形式和实质上均被伏尔加公司所接受。

（2）需获得中国相关主管机关（包括但不限于国家发改委、外汇管理部门、商务主管部门等）对于认购的批准；

（3）本次股权认购的完成将于认购获得两国政府相关部门批准等先决条件满足或免除后第 5 个工作日（或双方可能同意的其他日期）的上午 11 点发生。

五、其它事项

1、ACG 公司在哈萨克斯坦的勘探、开发活动涉及一系列批准或许可，许可体系可能包括如下内容：(1)ACG 公司的经营范围登记；(2)ACG 公司已经取得的地下资源使用许可；(3)勘探转开发许可及管线建设许可；(4)油气出口配额；(5)天然气放空燃放许可；(6)其他一系列常规安全、环保、劳务、土地许可等；

2、根据 AEQUITAS 律师事务所尽职调查：ACG 公司已经取得地下资源使用许可；2008 年 5 月 21 日 ACG 公司获得了的特许以便其经营矿业生产，并从事钻井和油田设备、提升结构、在超过 0.7 千克/平方厘米压强下正常工作的锅炉、超过 115° C 温度的传热剂以及在超过 0.7 千克/平方厘米压强下正常工作的容器和管道的装配和维修，该特许证的编号为 GL No. 002047（以下简称为“特许”）。特许类型为普通类（无限期）。

六、本次股权收购和出售对公司的影响

本次收购将增加公司在石油、天然气行业所拥有的上游资源量，进一步提升公司在国内外能源行业的地位，为公司将来成为国际化能源公司奠定坚实基础。

七、法律意见书

北京市国枫律师事务所为公司本次收购出具了《专项法律意见书》认为本次收购所涉及之当事方广汇股份、广汇石油具备实施本次收购的合法的主体资格；本次收购作为公司的重大交易事项及境外投资事项，除尚待公司的股东大会审议批准外，已经公司按照法定程序审议批准；为本次收购签订的相关协议是各方的真实意思表示，其内容和形式并未违反我国关于境外投资的相关法律法规中强制性规定。若公司依法履行依据国内法律法规须取得的全部批准或许可，同时境外当事人就本次收购事宜履行全部必要的核准程序，且本次收购须取得全部境外政府或相关机构的批准亦得以获得，则本次收购将可依法逐步实施。

八、备查文件目录

- 1、广汇石油与权益方签署的《主协议》；
- 2、AEQUITAS 律师事务所出具的《对 ALGA CASPIYGAS LLP 的尽职调

查》；

3、毕马威企业咨询（中国）有限公司出具的《财务及税务尽职调查报告》；

4、中国石油大学（北京）出具的《哈萨克斯坦南依玛谢夫区块勘探综合评价研究》；

5、北京市国枫律师事务所出具的《关于新疆广汇实业股份有限公司收购 ACG 公司股权涉及地下资源权益的专项法律意见书》。

新疆广汇实业股份有限公司董事会

二〇一二年一月十日



cutting through complexity™

项目K 财务及税务尽职调查报告

财务及税务尽职调查报告

2012年1月8日

终稿

此为财务及税务尽职调查报告摘要的中文翻译稿
具体内容请参阅完整尽职调查报告英文版



**KPMG Advisory
(China) Limited**
8/F, E2, Oriental Plaza
1 East Chang An Avenue
Beijing 100738, China

毕马威企业咨询
(中国)有限公司
中国北京市长安街1号
东方广场东2座8层
邮政编码: 100738

Telephone 电话+86 (10) 8508 5000
Fax 传真+86 (10) 8518 5111
Internet 网址www.kpmg.com.cn

机密

新疆广汇石油有限公司(“贵公司”)
中国北京市
西城区武定侯街6号卓著中心1906室

2012年1月8日

尊敬的贵公司领导:

K项目

根据2011年12月1日双方签订的业务约定书及其附件(合称“业务约定书”)的条款,我方现呈上关于Foren Associates Ltd (BVI)及其位于哈萨克斯坦的运营公司 Alga CaspiyGas LLP (Foren Associates Ltd 与 Alga CaspiyGas LLP 统称“目标公司”)的财务及税务尽职调查报告。如业务约定书中所陈述,贵公司已同意这份报告终稿会取代之前所有口头的、初步的或中期的意见、报告及汇报。贵公司并且同意不会依赖于我方此类口头的、初步的或中期的意见、报告及汇报,否则自行承担风险。业务约定书列明的工作范围已包括在本报告附录A1中。附录A1的工作范围规定了我方询问的范围,其为就贵公司认为评价此项交易所应考虑的关键事项而展开的。请注意,我方报告中表述的发现,不能被认为是贵公司应否进行或终止此项交易提出的建议。请将报告第2页的重要提示与本文件结合阅读。

本报告仅向报告收件人提供。除非另外在业务约定书中许可,未经我方事先书面许可,不得复印、引用或透露本报告全部或部分内容。在附录A1中所列示的工作范围已经得到报告收件人的同意并且在法律所允许的最大范围内,我方不会就我的工作及本份报告对任何其他方承担责任或义务(包括报告收件人的法律和其他专业顾问)。

顺致

敬意

合伙人, 毕马威企业咨询(中国)有限公司

我方的尽职调查工作自2011年12月5日开始，于2011年12月13日完成。我方没有责任就此后发生的事件更新报告。

在准备本报告的过程中，我方的信息来源于目标公司财务信息其中包括但不限于截至2009年12月31日，2010年12月31日以及2011年9月30日的财务信息，以及我们在2011年12月5日至13日之间的现场工作时取得的管理信息和管理层陈述。这些信息的真实性由目标公司管理层负责，我方对此不承担责任。在我们工作期间，我们没有获取关于Foren Associates Ltd.的相关信息。因此，与目标公司有关的信息及分析仅指ACG。我们在报告中列示信息的主要来源。我们的报告同样基于管理层访谈获得的信息及数据，访谈主要人员包括：

代理CEO：Mr. Vladimir Podholdin

总会计：Mr. Bakhit Aknazarov

律师：Ms. Perizat Beisenbayeva

人力资源经理：Ms. Ludmila Gekht

我方始终以最大努力完成工作，根据业务约定书中的约定，本报告中所反映的信息与我方获得的信息是一致的。然而，我方并没有就信息来源的可靠性通过其他证据进行验证。

我的工作不属于审计业务，因此我方不就目标公司的财务报告、纳税情况、内部控制出具任何形式的意见。

在我方的工作过程中，我方认为所有签名及提交给我们的文档，无论是原件还是复印件，均为真实可靠。此外，我方认为管理层提供的所有解释均反映了事实情况。

我方提请贵方注意，我方获取的信息存在较大的局限性。

我方获得的信息中部分使用俄语。我方始终以最大努力翻译其中的条款。然而，对于一些技术术语，或许存在不同的对应词汇。我方建议贵方在有疑问的时候寻求管理层的澄清。

我的工作未考虑此交易完成后对目标公司和贵公司财务信息的潜在影响。

我方报告中会注释有“毕马威分析”字样，仅表明我方(在特别指出之处)对相关数据进行了某些分析工作形成了报告中的信息；我方对这些数据的可靠性不承担责任。

本报告的内容尚未经过目标公司管理层的核实与确认。

报告摘要

尽职调查的范围与背景

- 根据贵公司2011年12月份发布的消息，我们理解贵公司与另一家投资者将联合认购金额为2亿美元的由Foren Associates Ltd (Foren) 计划发行的股票。Foren在英属维尔京群岛注册并持有 Alga CaspiyGas LLP(‘ACG’) 100%的股权，而ACG拥有在哈萨克斯坦某块油气田的开采权
- 根据最新的股权交易架构，我们了解到卖方Harris Worldwide Ltd (Harris) 将在英属维尔京群岛设立一个新的公司，并将ACG的注册资本转移至该公司。贵公司与联合投资者购买新公司56%的发售股本，Harris将持有剩余的44%部分
- 我们提醒贵公司注意，由于并未获得Foren的任何财务信息，本报告中对目标公司的分析仅与ACG相关

财务发现概要

- 由于哈萨克斯坦油气部（MOG或油气部，前“能源和矿产资源部”）收回了底土使用协议（SUA），目标公司在2010年7月暂停了油气开采。目标公司从资产负债表上核销了金额为3,100万美元的勘探及评估资产。另外，2008年至2009年之间，目标公司共发生成本及费用约900万美元，其中300万美元支付给了前任股东的关联公司。管理层表示，2010年7月至2011年11月期间，目标公司未进行任何开采活动。我们建议贵公司获取进一步的信息以确认目标公司所发生的与关联方相关成本的性质
- 目标公司曾未按规定履行底土使用协议的工作义务。截至本报告出具日，目标公司2009~2011年最近期间的未履行义务相关的金额约为6,200万美元
- 底土使用协议于2011年11月被政府恢复，有效期至2012年1月。目前该协议展期的可能性尚待确认
- 由于目标公司前任股东未将会计系统与现任股东进行交接，目标公司并未保存2009年至2010年的会计信息。因此尽职调查期间目标公司提供的财务信息并不完整，2010年至2011年9月期间的财务报表的准确度也受到影响。我们建议贵公司在股权购买协议中要求卖方对财务信息的准确性及完整性做出陈述与保证
- 截至本报告出具日，目标公司的资产负债表上并未有任何资产。目标公司目前有12名员工，均自2011年11月开始雇用

税务发现概要

目标公司未按照哈萨克斯坦税法足额计提所得税以及调查期间内的各项罚金，总金额为205万美元（罚金计算期间截至2011年9月30日）。我们建议贵公司就交割日前未足额缴纳的税金以及罚金获得卖方书面免责声明

自2011年1月27日起，
Foren持有目标公司
100%的股权

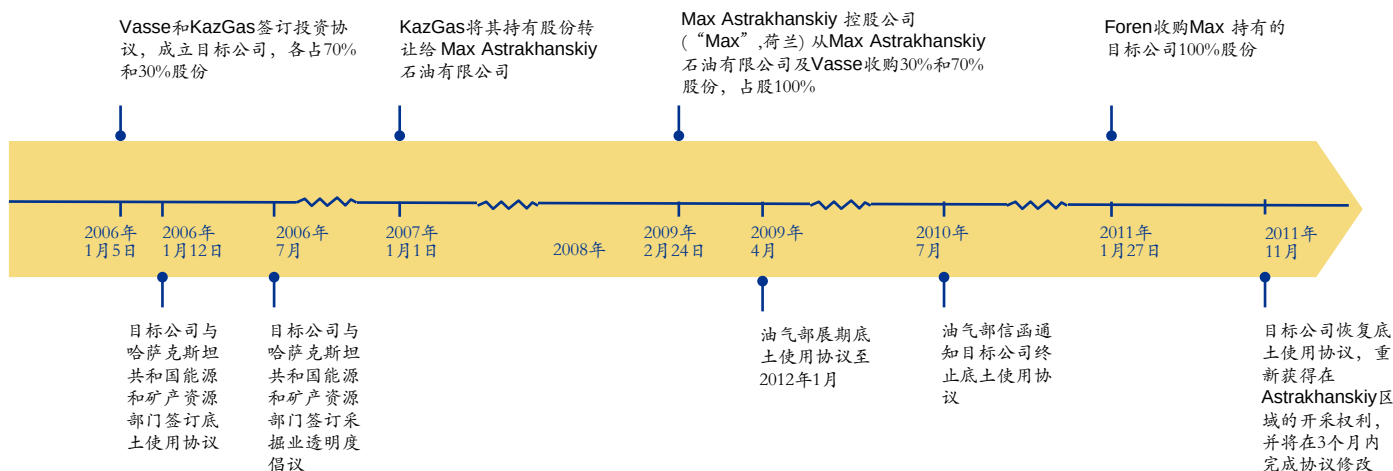
目标公司与哈萨克斯坦
油气部签订了底土使用
协议，获许在**Caspian**
地区开采碳氢化合物

2010年7月1日，油气部
终止了底土使用协议，
这是因为目标公司未按
协议约定履行财务义务

2011年11月，油气部通
知目标公司恢复底土使
用协议至2012年1月

目标公司已经提交申请，
请求将底土使用协议延
期至2014年7月3日；截
至本报告提交时，目标
公司仍在等待油气部回
复

目标公司大事记



资料来源：管理层信息，毕马威分析

公司结构

Foren Associates Ltd.
(维京群岛)

100%

AlgaCaspianGas
(哈萨克斯坦)

资料来源：管理层信息

概览

目标公司位于哈萨克斯坦，主要在Atyran区域Astrakhanskiy区块从事于碳氢化合物的地质勘探业务

2011年1月27日，目标公司现在的股东Foren从Max处以200万美元购买了目标公司100%的股权。在此次收购之前，Foren已经获悉了目标公司的底土使用协议已被终止事项，在交易协议中，Max也确认在交易日目标公司不承担任何的义务、责任或债务

底土使用协议

2006年1月12日，目标公司与哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部门签订了底土使用协议。根据所签订协议，目标公司获得在Astrakhanskiy区块进行石油和天然气开采的权利，并优先获得后期石油和天然气的生产权。现主要的开采区域为Imashevsky南部。具体参见附录C3

2010年7月1日，目标公司收到哈萨克斯坦油气部信函通知，由于其未能按照底土使用协议约定履行财务义务，油气部终止底土使用协议

根据阿拉木图经济法庭的裁决，2011年11月目标公司恢复了底土使用协议

Foren从前任股东Max购买了其对目标公司100%的控股权。但我们获取的关于目标公司现任股东与前任股东的信息非常有限

我们建议贵公司在股权购买协议中涉及到历史上股权转让，开采许可，底土使用协议的获取等相关历史即或有负债风险取得卖方陈述与保证

同时，考虑作为交割的前提条件，卖方应向贵公司证明在目标公司所有的债务（包括税金）均得到清算及解除

Foren

在尽职调查期间我们并未获得目标公司前任股东与现任股东的相关信息，也未获得上述期间内这些股东的交易相关信息

根据所获得的信息，我们理解Foren于2011年1月27日从Max购买了目标公司100%的股权。在收购日，目标公司账面无任何资产，也无底土使用协议（底土使用协议于2010年7月已被油气部终止）

Max

Max是目标公司的前任股东。Max于2005年在英国设立，其主营业务是哈萨克斯坦的油气开采。公司在伦敦证券交易所上市

根据公开信息，Max在哈萨克斯坦的业务进展顺利，这得益由于Max的股东与哈萨克斯坦政府的关系

我们从公开信息获悉，Max已数次开展对哈萨克斯坦西部油气田的收购：

- 在2005年，Max购买了Samek国际（SI）与SDE母公司的80%的股权
- 在2006年，Max跨境收购了KazGas和Vasse。前者拥有目标公司30%的股权，后者控制目标公司70%的股权

同时，我们从公开信息获悉，在我们的尽职调查期间以外（2009年前），Max也介入到几起比较可疑的海外并购案中，并有期后诉讼

我们从管理层得知，目标公司在2011年1月至9月间未有任何经营活动截至2011年9月30日，目标公司账面净资产为6,000美元，无现金余额

损益表			
	2009	2010	2011YTD
千美元	审定数	未经审定	未经审定
资产减值损失	(30,941)	-	-
管理费用	(3,259)	(965)	-
其他收入	393	44,770	-
营业利润	(33,807)	43,805	-
财务费用	(2,465)	42	-
税前利润	(36,272)	43,847	-
所得税费用	-	(74)	-
税后利润	(36,272)	43,773	-
其他综合收益（损失）	-	(3,086)	-
综合收益（损失）	(36,272)	40,687	-

数据来源：管理层提供的财务数据，毕马威分析

注释：2011 YTD为2011年9月30日

财务状况			
	2009/12/31	2010/12/31	2011/09/30
千美元	审定数	未经审定	未经审定
净营运资本	52	(50)	6
净负债	(24,514)	56	-
其他资产	447	-	-
净资产（净负债）	(24,015)	6	6

数据来源：管理层提供的财务数据，毕马威分析

现金流量表摘要			
	2009	2010	2011YTD
千美元	审定数	未经审定	未经审定
经营现金流	967	(2,777)	(56)
投资现金流	(2,490)	3	-
筹资现金流	1,300	2,805	-
净现金流入/流出	(223)	31	(56)
期初现金及现金等价物余额	248	25	56
期末现金及现金等价物余额	25	56	-

数据来源：管理层提供的财务数据，毕马威分析

注释：2011 YTD为2011年9月30日

财务业绩

由于目标公司未能按底土使用协议规定履行义务，目标公司在2009年确认了3,010万美元的勘探评估资产减值损失。尽职调查期间的管理费用包括税金、银行服务费、社保费用、罚金、审计费、外部服务费以及其他费用。2010年的其他收入主要为前股东Max豁免了目标公司的债务及应付账款

财务状况

2010年12月31日净资产余额的增加主要是由于Foren收购目标公司过程中Max豁免了目标公司的债务

由于目标公司没有经营业务，因此其营运资金规模较小，主要包括税金相关科目变动

2009年目标公司的主要债务包括向Max拆借的短期贷款与长期贷款。这些关联方债务最终得到免除

其他资产与负债

其他资产与负债主要包括受限资金，已于2010年支取。截至2010年12月31日，用于底土使用协议的终止，目标公司未持有任何受限资金

现金流量表

2011年的现金流主要为税金的支付。2010年与2009年的现金变动主要与向其前任股东Max拆借资金相关。2009年的其他资金变动主要包括购置无形资产以及税金相关科目变动等事项

	问题概述	主要发现	建议
1	财务信息质量 目标公司在2009年及2010年没有会计记录，从2011年第四季度起，目标公司开始记录会计信息，使用独联体企业广泛应用的1C会计软件 目标公司最近期、按国际会计准则编制的经审计的财务信息是截止于2009年12月31日，由目标公司的外部审计师普华永道审计。我们没有获得2010及2011年最近期间经审计的财务信息	2009及2010年，目标公司使用Navision会计系统记录所有的会计信息。公司出售后，前任股东Max并未与现任股东Foren交接2009及2010年会计系统。2009及2010年仅有的财务信息即为从Navision下载到Excel表中的科目明细，而这些明细不足以作出迅速且详尽的财务分析。从2011年11月开始，目标公司使用会计软件1C来编制当地法定财务及税务报告 根据管理层陈述，目标公司的最近期国际会计准则报告是由普华永道在2010年审计，审计期间涵盖了2008及2009财年 管理层表示，由于原股东及现任股东就谁负担审计费用未能达成一致，因此2010年财务报告未经审计。我们没有获得2010年及2011年最近期的审计数据	我们建议要求前任股东提供所有财务数据（包括2009年即2010年），并将其录入1C会计系统以备将来进行会计及税务处理 在股份购买协议中加入卖方就财务信息的完整性相关的陈述及保证
1	历史资金使用情况 - 约4,000万美元	由于底土使用协议的撤销，约3,010万美元的开采与评估资产被核销，包括获得许可权的成本，地质测量费用以及其他成本 在2008及2009年间，发生约900万美元费用，包括管理费用约420万美元，财务费用约250万美元，其他损失约300万美元。约230万美元的管理费用与Samek国际（SI）的分摊的现金调用（cash calls）有关。关于2009年及2010年SI公司分摊给目标公司费用的性质及其经济实质，我们没有获得明确的解释	考虑向卖方要求关于资金使用的更详尽的信息 咨询贵公司技术小组并将底土使用协议恢复后的开采成本考虑到估值模型中

重要程度示意（毕马威的理解）：

- 1 高
- 2 中
- 3 低

	问题概述	主要发现	建议
①	底土使用协议可能在近期到期，将产生潜在的承诺及或有事项 目前，底土使用协议即将于2012年1月12日到期，目标公司存在无法将合同条款延期至2014年7月3日的风险 协议设定了目标公司须履行的一系列合同义务。根据协议规定，截至本报告报出日，目标公司在财务分析期间未履行的义务为6,210万美元	2012年1月12日底土使用协议期满 目标公司仅拥有Astrakhanskiy区块开采的底土使用协议，有效期截至2012年1月12日 根据管理层提供的信息，在商业发现（如有）之后，目标公司将签署一个单独的底土使用协议以便与所在州共同生产油气 2010年7月3日，由于目标公司未能履行协议中的财务义务，底土使用协议被油气部终止。根据协议，2009年至2011年，目标公司须投资6,710万美元用于钻井，地质研究，目标检测以及社会基础设施。然而，目标公司在相应期间仅投资550万美元，尚未履行义务达6,160万美元 2011年10月，阿拉木图经济法庭撤销油气部终止协议的决定。相应地，2011年11月油气部通知目标公司协议条款恢复。然而，协议有效期却未因这一年半（2010年7月到2011年11月）的暂停而修改 2011年12月2日，目标公司向油气部提交申请，请求延长协议有效期至2014年7月3日，截至本报告日还没有答复。尽管管理层表示他们有信心获得协议延期至2014年的批复，我们尚未获得进一步信息来支持管理层陈述，到期日之后仍有撤销协议的风险 6,210万美元未履行义务 协议规定，2009至2011年未履行义务合计为6,160万美元。管理层表示，这部分金额可能将作为修改后协议（如有）期间的新财务义务。然而，很有可能的是油气部会在协议展期时强制一个更高金额的财务义务 此外，根据协议条款，目标公司须投资50万美元用于发展Atyran地区社会基础设施。管理层表示，目标公司在2010和2011年间并没有相关支出	我们建议获取所在州的关于将协议期展期至2014年7月3日的声明，并寻求相关法律建议 请在贵方定价机制及投资计划中考虑目标公司未履行协议义务因素

	问题概述	主要发现	建议
1	目标公司2011年10月从现有股东获得的财务援助 2011年10月20日，为了经营活动融资，目标公司从现有股东Foren获得了137,000美元无息财务援助 2010年Max豁免了4,000万美元借款。管理层表示无后续风险	根据财务援助协议，Foren Associate有两种选择权，其一，任何时间有权从目标公司取得财务援助回报；其二，将财务援助款转化为目标公司股份 根据管理层陈述，目标公司须偿在2012年4月20日前偿还财务援助款。然而，我们了解到由于缺少经营活动产生的现金流，目标公司无法偿还财务援助 根据债务豁免协议# S-AS-FA-200-10（“协议”），Max免除了目标公司向其的借款。协议规定，Max豁免了目标公司未履行的4,020万美元债务。管理层表示无后续风险	请考虑财务援助协议对贵方投资的影响（例如，如果援助转化为ACG股份会稀释贵方股权） 作为交易交割前提条件，考虑要求Foren解除财务援助协议相关权利以及其他针对ACG的要求
1	缺少目标公司前任股东Max以及现任股东Foren Associate的财务信息 在我们的尽职调查过程中，关于目标公司前任及现有股东的财务信息，以及财务分析期间股东间交易的信息极其有限	根据管理层提供的信息，我们了解到2011年1月27日，Foren以200万美元从Max收购了目标公司100%的股权。在收购的时点，目标公司的资产负债表上没有底土使用协议（该协议在当时被终止）或其他资产。我们没有获得有关200万美元价值的任何支持性信息 此外还须注意在哈萨克斯坦开采、开发自然资源会被所在州高度管制。根据公开信息，Max由于与哈萨克斯坦当地政府关系密切而获得较快的成功。公开信息同时显示，本报告财务分析期间以前，Max卷入一系列与离岸公司的可疑交易及随后的诉讼	如果需要，请考虑针对目标公司现有及前任股东的进一步尽职调查 请考虑包括卖方在转移股份，获取许可权及底土使用协议中历史及或有风险的陈述、保证及赔偿

	问题概述	主要发现	建议
2	其他承诺及潜在义务 截至本报告日，目标公司的承诺及其他潜在义务为4.1万美元	通过我们对目标公司承诺与潜在义务的分析，我们发现总计4.1万美元的义务，包括： - 未向监管机构提交2010年财务报告，潜在罚金为5,000美元 - 潜在向SI支出超期的应付账款3.6万美元。管理层表示，SI与目标公司达成君子协定，SI不收取超期应付账款	请在贵方定价机制中考虑潜在义务因素 我们同时建议与法律尽职调查人员讨论该问题，在购买协议中加入相关保证及赔偿条款

	问题概述	主要发现	建议
1	出售所有权利润	根据哈萨克斯坦税法规定，境外居民企业从处置持有哈萨克斯坦底土使用权企业的权益的利润属于来源于哈萨克斯坦的收入，并应就此利润缴纳哈萨克斯坦企业所得税。 2011年，Max将其持有的100%的目标公司的权益转让予Foren。Max于此交易取得的利润属于来源于哈萨克斯坦的收入，并因此需要在哈萨克斯坦扣缴企业所得税。我们理解相关扣缴义务并未履行。因此，税务机关可能要求目标公司就Max处置其所有权而取得的利润代扣代缴该哈萨克斯坦企业所得税。此外，税务机关可能会就此延迟缴纳的企业所得税征收相应的滞纳金和罚款。截至2011年9月30日，该潜在的税负、滞纳金和罚款预计约为564,000美元。我们认为目标公司应申报缴纳相关税负的风险较高。 同时，我们注意目标公司曾于2007年被转让。但是，目标公司管理层无法提供任何与该转让相关的条款明细。因此，我们无法确定该转让会否导致任何哈萨克斯坦税负。	建议贵方向卖方就任何潜在税负、罚款和滞纳金获取赔偿条款
1	为非哈萨克斯坦居民企业代扣代缴预提所得税	我们注意到，在2009年和2010年，Max向目标公司提供了管理和地质性服务。根据哈萨克斯坦税法，境外居民向哈萨克斯坦居民提供管理和地质性服务而收取的服务收入属于来源于哈萨克斯坦的收入，并需要申报缴纳哈萨克斯坦企业所得税。由于目标公司已经就与该管理和地质性服务相关的费用进行了企业所得税前的扣除，目标公司因此应就其支付的服务费代扣代缴企业所得税。我们注意到目标公司并未就其支付的管理和地质性服务费代扣代缴企业所得税。截止到2011年9月30日，潜在相关税金、罚款和滞纳金预计约为310,000美元。我们认为税务机关就Max收取的服务费要求目标公司对此进行申报缴纳的企业所得税税负及相应的罚款和滞纳金的风险较高	建议贵方向卖方就任何潜在税负、罚款和滞纳金获取赔偿条款

	问题概述	主要发现	建议
2	估算收入/应计收益	我们发现目标公司从关联方取得了两笔无息贷款。哈萨克斯坦税法规定，任何纳税人无偿取得的货物和/或服务应当属于该纳税人的应税收入。因此，哈萨克斯坦税务机关将会对目标公司从关联方取得的无息贷款估计与之相关的利息收入，并就此征收额外的税负、罚款和滞纳金。截至2011年9月30日，该潜在的税负、罚款和滞纳金预计约为1,314,000美元。我们预计该关联方交易产生的税务风险属于中等	建议贵方向卖方就任何潜在税负、罚款和滞纳金获取赔偿条款
3	税务稽查	税务机关在审阅期间并未对目标公司实施过全面性的税务稽查（仅针对特定的供应商交易实施过一次有限度的“台面控制”审查）。由于哈萨克斯坦税务机关一般会对当地公司进行全面性的税务稽查，我们认为税务机关有可能针对目标公司审阅期间而采取全方面税务稽查	建议贵方向卖方就将来任何就交割日前期间的税务稽查的潜在税负、罚款和滞纳金获取赔偿条款
3	财产税	根据相关合同，目标公司有义务将其在有合同约定的区域内分布的所有油井的价值都在其会计账簿中确认。但是，我们发现目标公司并未完成其约定义务，也并未在账面确认相关油井价值。目标公司管理层指出，目标公司与相关主管机关人员对此有口头约定，约定指出由于这些油井的价值为零，因此目标公司无需就此类油井在其账面确认价值。如果税务机关发现目标公司没有遵循合同的相关要求，则税务机关可能会要求目标公司在其账面补充确认相关油井价值，并对此等油井征收额外的财产税及相关罚款和滞纳金。我们认为税务机关就此征收额外的财产税及相关罚款和滞纳金的可能性较低	建议贵方从主管机关人员就目标公司与其达成的有关不在账面确认此类油井的价值的口头约定取得正式的文件信函以及修改合同相关条款

	问题概述	主要发现	建议
③	合同规定的历史成本/实际成本	合同规定，政府部门在以前年度承担的2,705,000美元的历史成本必需由目标公司按季度（从双方达成合同协议开始计算）偿付。但是，从2009年1月1日税法生效起，于2009年1月1日前签署的底土使用合同的底土使用者应与主管机关人员签署保密协议，以确定偿付历史成本的规定。目前，对于目标公司是否已经签署此保密协议以及相关的偿付期限和其他规定修改，我们尚未确定。因此，目标公司的偿付期限和其他规定可能会根据保密协议而改变的风险仍然存在	建议贵方将此合同义务纳入评估目标公司价值或预算考量中
	增值税进项税	根据税法规定，进项税不得抵扣销项税的增值税可在企业所得税前扣除。我们发现，截止于2008年12月31日，目标公司已经在企业所得税前累计扣除不得抵扣销项税的进项税额。而2009年和2010年的累计不得抵扣销项税的进项税额则没有在企业所得税前扣除。因此，目标公司在2010年多计了应税收入，并因此造成多计提了应纳所得税。我们预计因可在企业所得税前扣除而没有实际扣除的增值税所产生的税务影响为137,000美元	我们建议贵方向税务机关额外递交一份2010年的企业所得税申报单

认定的税务风险/（利益）总结

美元'000	2009	2010	2011年9月30日	从2009年至2011年 9月30日的合计数	风险水平
出售目标公司100%所有权的权益*				-	
为非哈萨克斯坦居民企业代扣代缴与提所得税的税负	-	-	400	400	高
罚款, 30%	-	-	120	120	高
滞纳金	-	-	44	44	高
管理、咨询和地质性服务				-	
为非哈萨克斯坦居民企业代扣代缴与提所得税的税负		223	-	223	高
罚款, 30%		67	-	67	高
滞纳金		20		20	高
提供给目标公司的无息贷款					
核定利息收入**	-	946	-	946	中等
罚款, 30%		284	-	284	中等
滞纳金		84		84	中等
未在账面确认的合同约定区域内的油井的价值				-	
财产税***	-	-	-	-	低
可在所得税前扣除的其进项税不能抵扣销项税的增值税					
目标公司没有在企业所得税前扣除的其进项税不能抵扣销项税的增值税	-	(137)	-	(137)	不适用
合计数	-	1,487	564	2,051	

* 根据法院裁定，合同终止无效，并且由于合同是非法终止的，目标公司所有的合同权利和义务都应维持有效，因此目标公司目前属于该交易的土地使用者，所以，税务机关可能以此裁定要求目标公司向主管税务机关支付预提所得税

** 核定的利息收入应用于抵扣相应年度中国地质开采而产生的费用

*** 无法确认此类油井的市场价值，因此无法计算需额外缴纳的财产税和相应的罚款和滞纳金

资料来源: 毕马威分析数据

哈萨克斯坦

南依玛谢夫区块勘探综合评价研究

中国石油大学（北京）
2011 年 12 月 30 日

哈萨克斯坦

南依玛谢夫区块勘探综合评价研究

委托单位：新疆广汇石油有限公司

承担单位：中国石油大学（北京）

项目负责人：朱毅秀 杨进

报告编写人：朱毅秀

主要研究人员：朱毅秀 杨程宇 王晓东
陈明鑫

研究起止时间：2011年10月至12月

目录

1 滨里海盆地	1
1.1 盆地油气勘探简史	1
1.1.1 早期盐上 (P ₂ -E) 勘探阶段	2
1.1.2 晚期盐下 (D-P ₁) 勘探阶段	2
1.2 盆地地层特征	4
1.2.1 含盐层系 (Salt-bearing Sediments, 下二叠统上部空谷阶)	4
1.2.2 盐上层系 (Post-salt Sediments, 上二叠统—第四系)	5
1.2.3 盐下层系 (Pre-salt Sediments, 下古生界—下二叠统)	5
1.3 盆地构造与演化	6
1.3.1 构造单元划分	7
1.3.2 盆地构造划分与演化	8
1.4 盆地油气分区和油气藏特征	9
1.4.1 盆地油气分区	12
1.4.2 盆地生储盖组合	13
1.4.3 油气藏的成藏条件分析	16
1.5 盆地油气资源潜力	18
2 阿斯特拉罕隆起带油气地质特征	20
2.1 隆起带构造与沉积特征简述	20
2.2 隆起带地层特征	22
2.2.1 泥盆系	23
2.2.2 石炭系	23
2.2.3 二叠系	24
2.2.4 空谷期—三叠纪	25
2.2.5 侏罗纪—白垩纪	25
2.3 隆起带油气分布与潜力简述	26
2.3.1 隆起带盐上层序油气分布	26
2.3.2 隆起带盐下层序油气分布	28
2.3.3 隆起带油气特征模拟及聚集简述	29
2.3.4 隆起带及邻近区域有利目标及潜力分析	30
2.4 隆起带典型油气田	32
2.4.1 阿斯特拉罕凝析气田	32
2.4.2 田吉兹油田	34
3 南依玛谢夫及依玛谢夫油气田勘探及油气特征	40
3.1 依玛谢夫油气田特征与勘探	40
3.1.1 概述	40
3.1.2 区块及邻近区域油气地质特征	41
3.1.3 油气资源评价	48
3.2 南依玛谢夫探区油气与勘探	51
3.2.1 区块概况	51
3.2.2 区块地质特征	52
3.2.3 工区含油气性及勘探	58
4 南依玛谢夫资源量计算	60
4.1 储量分级与本次储量级别	60
4.1.1 国内外主要储量分级体系	60
4.1.2 本次资源量计算的级次	60
4.1.3 资源量计算的资料基础	61
4.2 卖方的计算	62
4.2.1 盐下层	62
4.2.2 盐上层	64
4.3 本次资源量的计算	65

4.3.1 盐下层	65
4.3.2 盐上层	67
4.3.3 小结	71
5 南依玛谢夫区块地质风险评估与勘探潜力初步分析	72
5.1 PGS的风险评估结果	72
5.2 东亚和东南亚地学项目协调委员会（CCOP）的地质风险分析	72
5.2.1 地质风险因素	72
5.2.2 赋值原则	73
5.2.3 赋值标准	73
5.3 勘探潜力分析	77
6 勘探工作量及部署	79
6.1 勘探部署原则	79
6.2 不同勘探阶段及部署	79
6.3 工区勘探部署及投资	80
7 认识与结论	82
部分参考文献	85

1 滨里海盆地

滨里海盆地主要位于哈萨克斯坦的西部，另有 15% 的面积属于俄罗斯联邦的南部，总面积超过 $50 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，沉积物最大厚度达 22km 以上。盆地富含油气，据美国国务院 1997 年公布的资料，其探明原油储量为 $2.86 \times 10^{10} \text{ t}$ ，目前为止已发现近 200 个油气田，是哈萨克斯坦的主要产油气区，也是俄罗斯的重要产油气区之一。目前已发现的 600 多个油气藏中有 500 多个位于盐上层系。盐上层系的油气藏数目多，以油藏为主；盐下层系中的油气藏规模大，储量大，目前已探明的油气储量主要分布在盐下层系，以气和凝析气为主。

盆地北部和西部边界为俄罗斯地台南部的隆起构造单元，而东、东南部与海西褶皱带相邻，南邻美丽的里海。阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带将全盆地分为滨里海中央坳陷和东南部坳陷两大部分（图 1-1）。

空谷期以前的古生代盆地的范围比现代滨里海盆地边界范围大得多，并且包括了俄罗斯地台东南的广大领域和相邻的海西褶皱带。因此现代盆地的边缘地带反映了古盆地由陆棚区向欠补偿深水凹陷的过渡带，具有极其多样的结构与不同的发展史。

滨里海盆地北部和西北部边界为俄罗斯地台南部的隆起构造单元，由深断裂将其与俄罗斯地台的隆起构造单元分隔开，断面很陡峭；盆地北部和东北部是伏尔加—乌拉尔盆地和伏尔加—乌拉尔山前坳陷。盆地东部、东南部则以海西褶皱带为界，东部与乌拉尔褶皱山系分隔开；其东南部与北乌斯丘尔特盆地隔开，两者以南恩巴断裂带和穆哥扎雷褶皱带为界线；其西南部和南部邻近北高加索盆地和美丽的里海，以大的逆掩断裂为界，该断裂为顿巴斯大逆掩断层的延伸部分。该盆地属于荒漠和半荒漠区，地形向现代里海倾斜。

1.1 盆地油气勘探简史

滨里海含油气盆地是前苏联最主要的石油产区之一，也是目前哈萨克斯坦重要的石油生产基地。滨里海盆地的石油勘探、开发具有悠久的历史。油气的勘探历程直接与下二叠统上部空谷阶巨厚的潮上带膏盐和白云岩屏蔽相关，一百多年的勘探历程可分为早期盐上（ P_2-E ）和晚期盐下（ $D-P_1$ ）两个勘探阶段。上世纪 70 年代以前，滨里海盆地的勘探、开发主要集中在盐上层系，油气藏主要为与盐丘构造有关的大型背斜油气藏；而上世纪 70 年代以后，勘探的重点已转移到盐下层系。

1.1.1 早期盐上 (P₂-E) 勘探阶段

滨里海盆地的开发始于 19 世纪末期。1892 年首次在南恩巴区进行油气勘探工作，1899 年在卡拉春古尔地区从 40m 深处第一次获得自喷油流。1911 年在多索尔地区发现了第一个工业油田。十月革命前，又在北马卡特地区喜获工业油流。

其后，前苏联加强了南恩巴矿区的油气普查工作。相继又发现了一批新油田，如巴伊秋纳斯、科斯查可尔、南伊斯基涅和库尔萨雷。而在北恩巴区则发现了舒巴尔库杜克和德亚克赛马伊两个油田，所有这些油田均是在盐丘构造的穹窿上发现的，为一系列小型侏罗～白垩系油气田，属于盐丘构造油气藏，储量规模小，含油气条件复杂，油气产量不大。

1941 年，在南恩巴区采油达到 $86.4 \times 10^4 \text{t}$ ，在卫国战争时期加强了油气田开发工作，1943 年该区产油量最高达 $97.9 \times 10^4 \text{t}$ ，之后产量有所下降。

1946~1959 年加强了盐丘构造油气藏勘探，发现了一些新油田，盐上层油田全部投入开发，但油气储量都不大，1959 年石油最高年产量为 $150 \times 10^4 \text{t}$ 。盐丘构造油田勘探开发效果不理想。1960 年开始，前苏联广泛实行区域性地质地球物理联合勘探，在三年时间内，在南恩巴矿区外围发现了一些新油田，这一系列小油田均与盐丘构造有关。

1.1.2 晚期盐下 (D-P₁) 勘探阶段

1975 年以前

经过一段比较顺利的油气勘探时期（1960~1963 年）之后，到 60 年代末期，盐上油气勘探处于徘徊阶段，因而迫使前苏联加强对盐下层的油气勘探。1970~1973 年期间，在肯吉亚克、阿克纠宾斯克、西铁普洛夫和卡尔边科夫盐下层位获得工业油气流。1976 年，在阿斯特拉罕穹窿的什良也夫上也发现工业油气流。

随着地球物理勘探技术的日益提高和深钻井技术的进步，在盆地的盐下层系中相继发现了一系列世界级特大型和巨型油气田，油气藏的类型多为碳酸盐岩高压油气藏。

滨里海盆地的油气勘探工作一直局限于盆地边缘部分，仅找到了一些规模较小的油气田。然而在全盆地也进行了不间断的各种地球物理勘探和参数井钻探工作。自 1975 年，前苏联著名石油地质学家涅沃林首次预测了滨里海盆地一个受一系列结晶

基底凸起控制的巨型中央隆起带，即阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克古生代潜伏隆起带。与此同时，大多数地质学家认为滨里海盆地盐下层系的沉积主要为碳酸盐岩沉积。地质认识上的进展，带来了找油思想上的大转变。前苏联将勘探主攻方向选在了阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克古生代潜伏隆起带及其毗邻地区。找油指导思想的突破带来了勘探工作的突破，进而发现了一些大型的油气田和凝析气田。

1976~1979 年

在盐下地层中相继发现了阿斯特拉罕、卡腊恰加纳克（Karachaganak）和扎纳诺尔等油气田。1979 年，在中、下石炭统礁灰岩中发现了举世闻名的特大油田—田吉兹油田（TENGIZ）。

卡腊恰加纳克油—凝析气田位于盆地北部的乌拉尔地区，发现于 1979 年，试采于 1984 年，面积超过 280km^2 ，天然气储量超过 $135\times 10^8\text{m}^3$ ，油及凝析油储量 $12\times 10^8\text{t}$ ，其天然气储量占哈萨克斯坦全国非伴生气储量的 $3/4$ ；卡腊恰加纳克凝析油气田储层埋深大，地层压力高，有大量酸性物，开发过程复杂；

田吉兹油田位于滨里海盆地的东南缘，1986 年前苏联国家储委批准，该油田石油地质储量 $31.33\times 10^8\text{t}$ ，石油可采储量 $(7.5\sim 11.5)\times 10^8\text{t}$ ，是迄今为止埋藏最深的特大型油田（邱中建等，1998）（1996 年时储层最深的井为 5429m，且还未钻穿油水界面），为世界 10 大油田之一；上泥盆统～中石炭统生物礁灰岩为该油田主要产层，含油高度约 1550m，为一套孔隙～溶洞～裂缝型储集层，油田埋深 3870～5420m，油田原始地层压力 84.3MPa，原始地层温度 105°C 。原始气油比 $487\text{m}^3/\text{t}$ ，单井石油产量达 500t/d，溶解气中高含硫化氢，原油密度 $0.789\text{g}/\text{m}^3$ ，含硫量达 0.7%。总的特点是储量大、油层埋藏深、地层压力大、含硫较高。它位于盆地东南部滨海隆起区，为一个生物礁背斜构造圈闭，其圈闭形态顶部平缓而翼部较陡，含油面积 270km^2 。

在 1974 年，滨里海盆地原油产量仅 $350\times 10^4\text{t}$ ，而到 1979 年石油产量达 $400\times 10^4\text{t}$ ，累计产量为 $8000\times 10^4\text{t}$ 。

1991 年，哈萨克斯坦石油产量约 $2000\times 10^4\text{t}$ ，独立后哈萨克斯坦油气田全面对外开放，主要油气田或探区几乎都与西方石油公司合资，田吉兹、卡腊恰甘纳克等一些巨型油气田，全部由外资进行勘探开发。

1994~1997 年

期间进行了海上地震勘探，完成地震工作 26180Km^2 ，在约 $10\times 10^4\text{Km}^2$ 范围内发现了 96 个有利构造，规模较大，与陆上有类似含油气远景。2001 年前后壳牌等公司在海上卡萨甘构造（面积近 2500km^2 ）完钻了 3 口探井和评价井，都获得了高产油流，取得重大发现。截至 1997 年，哈萨克斯坦在里海盆地共发现油、气田 121 个，其中油田 97 个、气田 24 个，油田规模达 $112\times 10^4\sim 224\times 10^4\text{t}$ 油当量的油田数为 38 个。根据美国地质调查局的资料，其累计原油产量达 $15.12\times 10^8\text{t}$ ，天然气产量达 $4.44\times 10^{12}\text{m}^3$ （胡秋平，1999）。

2000 年以后

2000 年以后，滨里海盆地的勘探和开发取得了更大的进展，油气田产量增长迅猛。卡腊恰加纳克凝析气田 2000 年原油年产量达 $460\times 10^4\text{t}$ ，2005 年原油及凝析油产量 $1030\times 10^4\text{t}$ ，其中 57% 为凝析油，2006 年原油及凝析油产量为 $1038\times 10^4\text{t}$ ，2008 年凝析油产量为 1000 万吨；田吉兹油田 2000 年原油产量达 $1040\times 10^4\text{t}$ ，2009 年原油产量 2253 万吨。

目前，滨里海盆地已探明 186 个油气田，其中哈萨克斯坦油气田约 160 个。盆地勘探程度分布不均，盐上层勘探程度较高，而盐下层古生界勘探主要集中在盆地边缘，勘探程度相对较高，而海域勘探程度较低。

尽管俄罗斯、美国和中亚诸多国家对该地区油气资源前景持乐观态度，但由于这一地区恶劣的自然地理环境、复杂的地质特征和特殊的开采条件，使人们目前对这一地区盐下古生代沉积含油气性的成因、远景和沉积结构尚无统一的认识。

1.2 盆地地层特征

滨里海盆地位于俄罗斯地台东南边缘的晚元古代—早古生代克拉通边缘坳陷。盆内充填了巨厚的古生代、中生代和新生代沉积物，在剖面上分为三个构造组合：盐下层系、含盐层系和盐上层系。三个地层层系的岩石特征简述如下：

1.2.1 含盐层系（Salt-bearing Sediments，下二叠统上部空谷阶）

在滨里海盆地沉积剖面上，一个最引人注目的特点就是广泛发育的下二叠统上部空谷阶盐层。该盐层主要由盐岩、硬石膏夹层构成，偶见陆源碳酸盐岩，并含有钾盐、镁盐等矿物。

盐层厚度变化范围为 1~5km，盐的储量相当巨大，盐丘的数量超过 1500 个，盐丘构造这样聚集，与世界上其它地区相比是绝无仅有的。

由于盐岩塑性活动的影响，使盐上沉积序列的变形明显，形成了一系列背斜、穹隆和岩体刺穿的圈闭类型，许多盐上层系油气藏的形成都与盐丘构造有关。目前认为，断层控制了含盐层系的分布，盐岩层的沉积旋回与海平面升降有关。韵律包裹体的识别已确认盐岩的三个演化阶段，即准备阶段、浓缩阶段和淡化阶段。

1.2.2 盐上层系（Post-salt Sediments，上二叠统—第四系）

盐上层系主要为陆源碎屑岩，厚 5000~9000m（表 1-1），其中可以划分出众多的隆起和坳陷，但它最为典型的结构特征是发育了大量的盐丘构造。

盐上层系可分为两套沉积组合，即空谷组—三叠系沉积组合和侏罗系—新近系沉积组合。空谷组至三叠系沉积组合多由陆源碎屑岩组成，颜色混杂，此组合中海相碳酸盐岩仅在盆地西部三叠系中分布，该沉积组合的特点是走向不稳定，厚度变化大，从几百米到 6~8km 不等。另一组合中，侏罗系至下白垩统主要为灰色的滨岸相沉积和杂色陆源建造，厚度从几百米到 3000m；上白垩统主要由碳酸盐岩组成；而古近系—第四系主要为砂质泥岩和杂岩组成。两个沉积组合储集层的碎屑岩多为浅海陆棚相和过渡性三角洲相砂质石英砂岩，少量为长石砂岩，普遍具有较高的成分成熟度和结构成熟度，油气储集条件较好。

1.2.3 盐下层系（Pre-salt Sediments，下古生界—下二叠统）

盐下层系又称前盐层沉积或盐下地层，其埋藏很深，据地球物理资料可知，盆地边缘厚度 3000~4000m，盆地中心部位可达 10000~13000m（表 1-2）。盐下层系由巨厚的碎屑岩和碳酸盐岩层序组成，盐下碳酸盐岩多为孔渗发育的生物礁灰岩和白云岩，白云岩次生孔隙和裂缝型孔隙发育，礁体发育在盆地边缘和古隆起上。由于位于分布广泛的含盐层系之下，地震分辨率低，因而缺乏现代构造数据和地震数据，对其研究也仅限于部分或局部地区，其整体研究水平也不高，对其认识也不深刻，有待于进一步探索。

表 1-1 滨里海盆地盐上层系的地层层序

地层划分				生储盖组合			层厚 (m)	岩性特征简述	岩相	剖面出处
界	系	统	阶	生	储	盖				
新生界	N	N ₂					790	碎屑岩沉积为主，与下伏呈不整合接触	陆相	以阿斯特拉罕地区为代表
		N ₁								
	E	E ₁					340	灰岩、碎屑岩，与下伏呈不整合接触	浅海相	
中生界	K	K ₂					166	灰岩、碎屑岩，与下伏呈不整合接触	浅海相	以阿斯特拉罕地区为代表
		K ₁	阿尔布				110	砂岩、粉砂岩、泥岩反韵律	海陆过渡相	
			阿普特				46	砂岩、泥岩或砂、泥兼互		
			巴雷姆				60			
			欧特里夫				50			
			凡兰吟				100	泥岩		
	J	J ₃					500	灰岩、泥岩	滨浅海	
		J ₂						泥岩、砂岩	湖相	
		J ₁								
	T	T ₃	诺利				160	黑色页岩、灰岩和泥岩、粉砂岩	浅海陆棚相	
		T ₂	拉丁				340			
			安尼							
		T ₁	斯基特				637			
古生界	P	P ₂	长兴				980	泥岩夹砂岩或粉砂岩	湖泊相	
			龙潭							
	含盐层系	P ₁	空谷				2000	盐岩、硬石膏、白云岩	潮上带蒸发环境	

1.3 盆地构造与演化

滨里海盆地在元古代末期为克拉通边缘拗陷，而在早元古代位于俄罗斯地台的东南边缘，其东部延伸到乌拉尔海西褶皱带，南部与东南部以其它海西造山带为界，由于北部俄罗斯地台的构造抬升运动造成主要断裂和西部的瓦洛纳兹（Voronezh）地块及北部的伏尔加—乌拉尔台背斜而将滨里海盆地分隔开来（Кабанов А.И., 1996）。

在空谷组膏盐岩沉积之前，盆地范围内局部隆起和拗陷造成的分异性很大，并由古生代沉积所补偿（填平补齐），那时古生代盆地的范围比现代滨里海盆地边界范围大得多，并且包括了俄罗斯地台东南的广大领域和相邻的海西地槽区。因此现盆地的边缘地带反映了古盆地由陆棚区向欠补偿深水凹陷的过渡带，具有极其多样的结构与不同的发展史。

表 1-2 滨里海盆地盐下层系的地层层序

地层划分				生储盖组合			地层厚度（m）	岩性特征简述	岩相分析	剖面出处			
界	系	统	阶	生	储	盖							
古生界	P	P ₁	空谷				2000	盐岩、硬石膏、白云岩（含盐层序）	潮上蒸发环境	浅海相	以北部伏尔加—奥伦堡地区为代表		
			阿丁斯克				80	白云岩、灰岩、页岩、硬石膏夹层、生物碎屑灰岩					
			萨克马尔				150						
			阿赛尔				60						
	C	C ₃	格泽里					灰岩、白云岩夹层、页岩和砂岩					
			莫斯科				370						
		C ₂	巴什基尔				75	灰岩、白云质灰岩、夹黑色页岩和砂泥岩、石膏					
			维泽				605						
			杜内				200						
			法门				205						
	D	D ₃	弗拉斯				312						
			吉维特				94						
		D ₂	爱菲尔				60						
			D ₁						400+			上部砂岩、中下部泥岩，中部与下部不整合接触	海陆过渡相
		S					20000？		砂岩、灰岩、白云质灰岩、粘土岩				
	O					泥岩、灰岩、砂岩							
	Є					砂岩、泥岩、灰岩，反韵律							
上元古界	Z		文德—里菲群					不详					

1.3.1 构造单元划分

滨里海盆地属于东欧地台，位于该地台的东南隅，并可进一步划分为两个大的构造区，分别是北部的伏尔加—乌拉尔台背斜和南部的滨里海台向斜，与周围的构造单元以深断裂为界。盆地内各次级构造单元划分如图 1-1，现分述如下。

1.3.1.1 北部及西北部断阶带

该构造单元位于现代滨里海盆地的北部和西北部边缘，整体构造样式为向盆地中心方向倾斜较陡的单斜褶皱，构造等高线密集分布。由于基底面倾没较陡，故 H. B. 涅沃林等人划分出基底等高线-10~-11km 的一个狭长的滨里海内构造阶地，以及基底深-5~-7km 的卡梅申—巴雷克列依凸起和克腊斯诺库次克阶地。板块的碰撞作用使沿着边缘带发育了一系列的断层，将其与东欧地台的其它隆起单元分隔开来。该构造单元内包含的次一级隆起有阿克纠宾斯克—波拉索夫隆起和索尔—伊列茨克隆起以及次一级坳陷伏尔加格勒—埃罗斯拉诺夫坳陷等。

1.3.1.2 中部坳陷

本坳陷位于北部断阶带和阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带之间相对宽阔的洼地，为滨里海台向斜主体。该区由于盐上沉积厚度巨大，故目前尚无一定数量的钻井全面揭示地层的确切展布，通常是利用地震资料解释进而推测其地层的分布。

1.3.1.3 东南部坳陷带

受阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隐伏隆起带所限，该带仍是克拉通周边沉积带，形成于整个海西褶皱带的地槽（造山作用前）发育时期。晚泥盆世至早二叠世（空谷期之前）的这段时期内，巨型台向斜的南缘和东缘经历了差异构造运动的改造，形成了局部和区域性的隆起和坳陷，从而有利于油气的生成和聚集。次一级坳陷包括托加拉克查克坳陷和科克列克提坳陷。

另一构造单元--阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带见后述。

1.3.2 盆地构造划分与演化

关于滨里海盆地的构造及其演化说法不一。一种观点认为，在中泥盆世末期它已存在（作为东欧地台的东南部），因此推测在台向斜的中部将存在巨厚的泥盆纪和石炭纪沉积。多数人支持另一种观点，即滨里海盆地起始于下古生代三叉裂谷，按照盆地基底沉降、构造沉降和古水深三者的恢复曲线及关系也可说明这点。按后者的说法，盆地的演化可分为三个阶段：

裂谷阶段（初始阶段）：从前里菲—下古生代，此时，由于断裂破碎作用，东欧大陆破裂成许多微板块，形成裂谷型沉积盆地。裂谷发育成三支，分别为：古乌拉尔洋的一支（东支）；南恩巴裂谷（南支）；帕查莱姆—萨拉托夫裂谷（西北支），其后的滨里海盆地就位于此三叉裂谷的交汇处。

被动大陆边缘发育阶段（中期阶段）：晚泥盆—早石炭世的中期，形成被动大陆边缘型沉积物。由于裂谷出现的时间有先有后，因此被动大陆边缘在盆地不同部分出现的时间也不同。此阶段在盆地南缘有两个被动大陆边缘，分别位于东欧大陆的边缘和乌斯丘尔特微板块的边缘。此时，乌拉尔褶皱造山带已形成。

裂谷聚敛阶段（后期阶段）：早石炭世中、晚期—早二叠世。板块发生碰撞，周缘褶皱带形成，山前坳陷型沉积物开始发育，形成巨厚盐层。中—晚维泽期，大陆边缘由离散型转变为聚敛型，一直持续到空谷期。此时盆地内东西走向的褶皱带已经形成了，它将滨里海盆地与古乌拉尔洋隔开。其间，陆块和微陆块的聚敛并不完全，碰

撞陆块间的洋壳保留了下来，连接着各陆块，呈不规则状。这些洋壳便形成了现今滨里海盆地的基底。

南部地区裂谷形成较晚。法门阶（D₃）开始，南恩巴裂谷在东欧地台上形成，它不仅切断了东欧台地东部的被动边缘而且也切断了边缘隆起；从法门—杜内阶，裂谷上充填了孤立岛弧上的剥蚀物质和相邻大陆内由河流带来的碎屑物质，沉积速率达20~30m/a，厚达2~2.5m；杜内阶末，Karabogaz微板块向北运动，区域作用力变成压缩性质，裂谷反转，形成南恩巴拗拉槽；在此以后，由于板块反转和大地构造活动，形成了与古拗拉槽方向一致的线性褶皱。

盆地南部边界地区，中石炭世时形成年轻的顿巴斯—Promyslovoye—布扎钦裂谷，因此在盆地南界形成一个狭长裂谷。石炭纪末—二叠纪初，由于裂谷回返、变形，形成一个相对狭窄的逆掩褶皱带。裂谷内沉积了很厚的碎屑岩。沿着台阶断层处，有喷出岩发育。随着裂谷的形成，沉降中心向南移，物源主要为南部的Karabogaz山的顶部和古里耶夫隆起。

盆地构造史最后阶段的断裂同时影响到了基底和沉积盖层，隆起后的构造是由下二叠统（空谷阶）广泛分布的盐岩沉积挤压作用形成的。空谷期末盆地重新沉降，形成巨厚的中生代、新生代碎屑岩沉积。在盆地的不同部位，上述过程发生的时间和空间存在差异，从而导致构造和沉积环境不同。

1.4 盆地油气分区和油气藏特征

滨里海盆地目前已发现200个油、气田，近600个油气藏，绝大多数沿盆地边缘分布。在盆地内从中泥盆统至上新统中均已发现工业油气流。以全盆地范围分布的下二叠统空谷阶厚盐层为界，可分为盐上和盐下两大套含油气组合。在盐下组合中，中、上泥盆统和下石炭统的陆源碎屑沉积，以及中、上石炭统和下二叠统的碳酸盐岩（其中包括礁块）地层都为油气主产层。盐上组合中，二叠系-三叠系、侏罗系和白垩系的陆源沉积层均产油气层，古近系—新近系在局部地区也产油气。

盐上油气圈闭主要有背斜、背斜与断层组合、盐株刺穿遮挡，局部也有地层尖灭和砂岩透镜体型，圈闭十分发育，数量大、类型多；盐下圈闭主要为背斜和礁体。盆地内油气藏类型丰富，油藏、油气藏、凝析气藏、气藏以及高粘油藏均有分布。大部分气田和凝析气田属盐下组合，高粘油藏多分布在侏罗系中。盆地内不同地区和层位所含油气性质具多变性。盐上油气藏数目众多，但储量少，规模小；盐下油气藏数量

虽少，但油气储量大，规模大。著名的大型油气田，如田吉兹油气田、肯吉亚克油田和扎纳诺尔油气田等均属盐下组合。

全盆地分布的下二叠统空谷组厚盐层在三叠纪末和第三纪发生的盐体上拱和刺穿构造活动，在全盆地形成了大约 1500 多个盐丘构造，同时使上覆储层形成了大量的背斜褶皱、断裂及盐株刺穿遮挡等圈闭，形成了盆地内盐上层系丰富有利油气圈闭。

盆地盐下层系含油气性有以下几个主要特征：

① 盆地南部和东部产油气层位以上泥盆统和石炭系为主，盆地西北及北部边缘带则以下二叠统为主。

② 盐下以凝析气田（藏）为主，且多为生物礁型。

③ 在不同地区和层位流体性质有明显差异。

④ 盐下凝析气田中酸性组分含量很高。

⑤ 盐下凝析气田中天然气冷凝液含量高。

⑥ 在盆地西南（阿斯特拉罕、扎依金等油气田）为高成熟凝析油区，盆地北部（卡腊恰加纳克、科诺夫等油气田）为中等—高成熟凝析油区，盆地东南部（田吉兹等油气田）则为成熟油分布区。

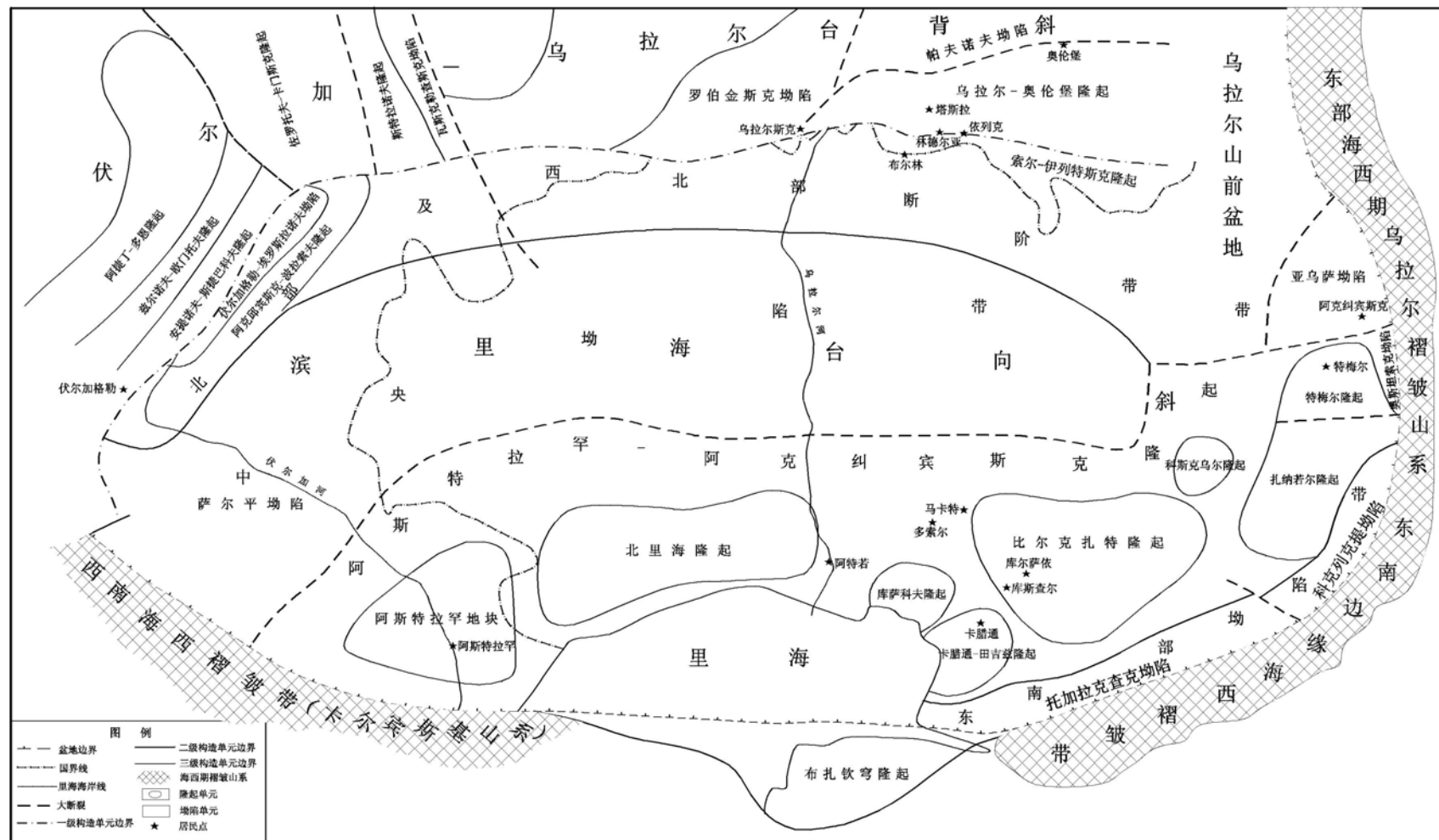


图 1-1 滨里海盆地构造单元划分

1.4.1 盆地油气分区

根据油气田的所在构造和流体相态等特征,盆地可划分为五个大的含油、气区(图 1-2),即位于盆地东南部的南恩巴含油气区 (I);东部延别克—扎尔卡梅斯含气油区 (II);西南部的阿斯特拉罕—卡梅尔茨含油气区 (III);北部及西北部地区的伏尔加格勒—卡腊恰加纳克含油气区 (IV),以及盆地中央含气油区 (V)。I、II 和 V 区以产油为主;III 和 IV 区以产气为主。已发现的油气田大多集中在盆地东南南恩巴含气油区 (I),该气油区内又包括古里耶夫含气油带和田吉兹含气油带(图 5-22)。工区位于 III 油气区,在盐上和盐下均有丰富的油气存在。

阿斯特拉罕—卡梅尔茨含油气区及盐上含油气层序:该含油气区的位于盆地的西南部,主要为盐上层系气田(表 1-3),盐下层序含油气以阿斯特拉罕凝析气田为代表。

盐下层系油气田的含油气储层分布层位主要集中在下二叠统、石炭系和中、上泥盆统中。已发现的盐下油气藏含油气储层的层位在盆地不同地区有明显差异。在盆地南部及东南部阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带、南恩巴含油气区和扎纳诺尔含油气带盐下含油气储层以石炭系各统为主,而在盆地北部及西北部断阶带的伏尔加格勒—卡腊恰加纳克含油气区内盐下含油气储层则以下二叠统为主。盐下层系中目前已发现的油气田主要分布在盆地南部、东部和北部及西北部边缘带上,形成了若干个含油气聚集带。

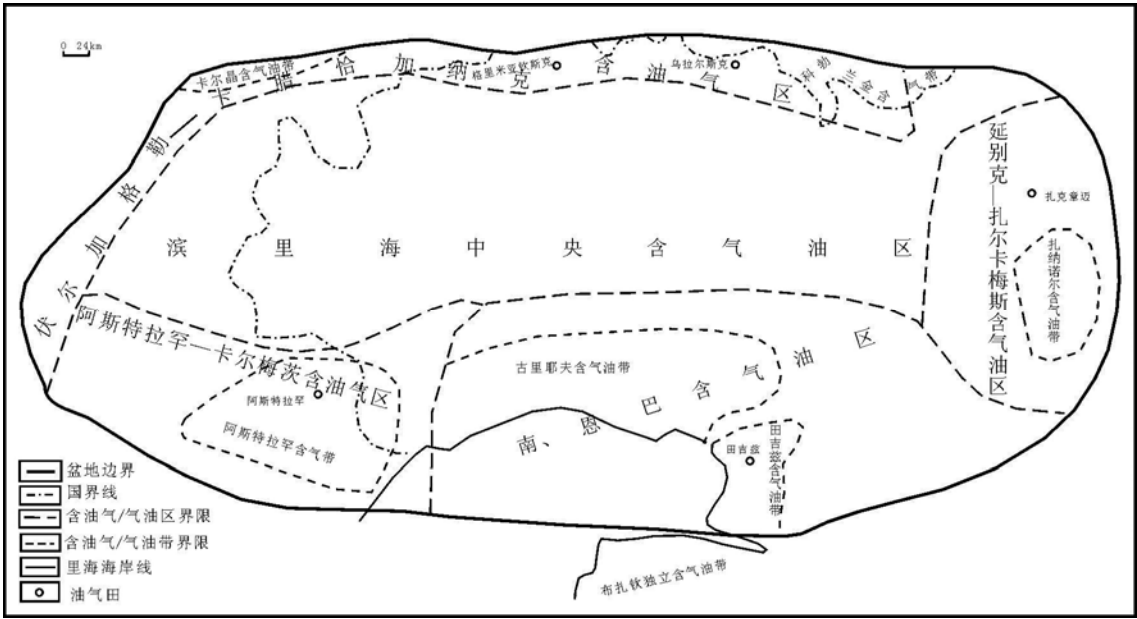


表 1-3 阿斯特拉罕-卡梅尔茨含油气区部分油气田资料

油、气田	构造类型	产层时代	流体类型	油、气藏 数目	年份		油气田状况
					预探井	发现	
阿斯特拉罕	短轴背斜	C ₂	凝析气	1	1971	1976	暂停开采
基里基林	短轴背斜	N ₂	气	1	1956	1957	
布格林	盐丘	T ₁	气	1	1964	1968	暂停开采
沙忠	盐丘	T ₁	气	2	1967	1969	开发初期
哈尔甘	盐丘	K ₁	气	2	1966	1970	暂停开采
察伦	盐丘	E ₁ 、E ₂	气	2	1966	1966	暂停开采
别什库利	盐丘	J ₂	气	1	1962	1963	开发初期

注：据马克西莫夫 C.И., 1992, 有修改。

1.4.2 盆地生储盖组合

滨里海盆地特殊的盆地演化过程和历史, 出现多层序产油气, 同一产层不同地区其烃源不同, 在垂向上生、储、盖层层序都很多, 相对复杂。整体上分五套烃源岩、九套储集层、十多套盖层(表 1-4), 组成多套自生自储型和古生新储型(下生上储型)组合, 其古生层序和上覆较新层序的储集层在垂向上相距不等, 越新储集层的组合烃源相距越远, 油气运移距离越大。

研究认为, 盆地内存在 5 套烃源岩, 见表 1-4, 包括:

- ①中泥盆统泻湖相泥灰岩和页岩层;
- ②法门阶(D₃)至杜内阶(C₁)海相(半深海与深海相)与泻湖相页岩和泥灰岩层(主力生烃的烃源岩);
- ③中下石炭统浅海至深海相泥灰岩和页岩层(主力生烃的烃源岩);
- ④晚石炭统至下二叠统浅海至深海相泥质碳酸盐岩和页岩层;
- ⑤下三叠统海相到陆相页岩与碳酸盐岩及煤层。

共发育 9 套储集层, 包括:

- ①中泥盆统滨浅海相砂岩层;
- ②晚泥盆统至下石炭统浅海台地相碳酸盐岩(生物礁)层;
- ③中下石炭统浅海台地相碳酸盐岩(生物礁)层;
- ④晚石炭统至下二叠统浅海相碳酸盐岩和砂岩层;
- ⑤上二叠统至三叠系海相与海陆过渡相砂岩和碳酸盐岩层;
- ⑥侏罗系浅海陆棚和三角洲及风成砂丘等陆相及过渡相砂岩层;
- ⑦白垩系浅海至海陆过渡和陆相碎屑岩层;
- ⑧古近系海陆过渡相(三角洲)及陆相(河流、湖泊、冲积扇)碎屑岩层;
- ⑨上新统河湖相砂岩层。

表 1-4 滨里海盆地主要生储盖特征简表

烃源岩	储集层	盖层	组合类型
D ₂ 泥灰岩、页岩, TOC: 0.4~3.9%, Ro: 0.8%~1.35%, I、II 型; D ₃ -C ₁ 页岩、泥灰岩, TOC: 0.4~13.8%, Ro: 0.81%~1.3%, I-III 型; C ₁₋₂ 泥灰岩、页岩, TOC: 1~8.4%, Ro: 0.81%~1.2%, I、I-III 型; C ₃ -P ₁ 泥质碳酸盐岩、页岩, TOC: 0.7~6.4%, Ro: 0.48%~1%, I、II、III 型; T ₁ 页岩、灰岩及含煤泥岩, TOC: 0.3~6%, Ro: 0.45%~0.52%, II、III 型	D ₂ 砂岩, $\Phi=1\%-33\%$, $K=4\text{mD}-700\text{mD}$; D ₃ -C ₁ 碳酸盐岩 (生物礁), $\Phi=2\%-33\%$, $K=7\text{mD}-73\text{mD}$; C ₁₋₂ 碳酸盐岩 (生物礁), $\Phi=1\%-24\%$, $K=1\text{mD}-173\text{mD}$; C ₃ -P ₁ 碳酸盐岩、砂岩, $\Phi=1\%-38\%$, $K=1\text{mD}-1800\text{mD}$; P ₂ -T 砂岩和碳酸盐岩, $\Phi=8\%-40\%$, $K=1\text{mD}-2024\text{mD}$; J 砂岩, $\Phi=6\%-44\%$, $K=8\text{mD}-9850\text{mD}$; K 碎屑岩, $\Phi=11\%-45\%$, $K=4\text{mD}-9718\text{mD}$; E 碎屑岩, $\Phi=0\%-18\%$, $K=1\text{mD}-187\text{mD}$; N ₁ 砂岩, $\Phi=10\%-40\%$ 。	D ₂ 页岩; C ₁ 泥灰岩、页岩; C ₂ 页岩、C ₃ 页岩和 P ₁ 泥灰岩、泥页岩; P ₁ 泥灰岩、泥页岩与空谷膏盐岩; T 泥岩; J 泥岩、页岩; K ₁ 泥岩、页岩, K ₂ 泥灰岩; E ₃ 泥岩; N ₂ -Q 泥岩。	自生自储 古生新储

每一储集层同层位中都存在一至二层覆盖其上和呈互层状的厚层泥页岩层、致密碳酸盐岩层或膏盐层为盖层, 巨厚的下二叠统空谷阶膏盐层对保存盐下层序丰富油气具有重要的作用, 主力产层为盐下层系石炭系和下二叠统的三套生储盖组合。

盐下层序四套生储盖组合为自生自储型和下生上储型, 对一些生物礁油气藏存在新生古储型生储盖组合, 烃类存在垂向和侧向运移、运移距离较短, 多为就地成藏, 最上面组合 (C₂-P₁) 的油源较复杂、为多源混合, 且极丰富的烃源岩层和优质盖层, 盐下层序的储集层相对不发育。

盆地盐下古生界储层不仅厚度较大, 分布较广, 且具有较好的储集性。中—高能滨岸海滩和潮汐环境下形成的亮晶生物碎屑灰岩和砂屑灰岩层是优质储集层, 孔隙度一般在 1.5%~20%、平均 6%~6.5%, 渗透率变化为 1.5~900 mD, 储集空间以粒间孔和溶蚀孔洞为主。其形成和保存和溶解作用 (特别是不整合面附近) 和异常高压环境有关。构造力作用产生大量裂缝, 在碳酸盐岩中主要发育两种类型裂缝, 一为水平缝或略带倾斜缝、宽 5~10 μm 、沿缝发育的孔洞, 见沥青和碳酸盐矿物充填; 另为高斜的构造缝, 亦见有方解石和沥青半充填。裂缝—孔隙型和孔隙—裂缝型储集层的裂缝孔隙度为 0.5%~0.7%, 洞—孔—缝型和裂缝型储集层的则为 1.5%~1.6%; 洞—孔—缝型储集层渗透率为 0.005~2486 mD, 裂缝型 (微缝型) 储集层的为 0.01~0.08mD; 平均渗透率洞—孔—缝型储集层为 8~10 mD, 孔隙型的为 3mD。

盐下层系储层以石炭系、下二叠统和上泥盆统碳酸盐岩和生物礁为主, 储层厚度大, 分布较广, 且具有良好的储集性能。研究表明盐下成藏的主控因素是储集体的分布, 盐下碳酸盐岩, 特别是古隆起上生物礁体的发育程度和分布规律直接控制着盐下油气田 (藏) 的形成和分布。

盐上层序存在五套生储盖组合，主为古生新储型生储盖组合，烃源主为盐下层序、多为混源，烃源层不发育（或研究不深入、未曾研究盆地中央的中新生代地层），盐上层序储层比较发育、多为海陆相（三角洲相与滨岸相）石英砂岩、物性好、具有良好的油气储集和封盖条件。

盐下层系组合储层非常重要，盐上层系组合的源岩或有效的运移通道至关重要。

全盆地分布的下二叠统空谷阶厚层盐岩为盐下层系油气的区域性盖层，它在盆地南部、东部和北部边缘带内都是良好的油气盖层（表 1-5，图 1-3）。另外下二叠统阿丁斯克阶页岩和中石炭统页岩也作为一些油气藏的盖层，为局部盖层。这些页岩盖层一般厚度较大，有较好的封盖能力，但其厚度分布不一，封闭性有差异，加上在局部地区由于受较强烈的构造应力影响，如空谷阶盐层形变并发生断裂，必然会使油气再次运移并重新分布，或进入盐上地层中。盆地东部存在这种现象。

表 1-5 滨里海盆地部分盐下油气藏生储盖层特征

油气藏	生油岩	储集层	盖 层
科罗廖夫	C ₁ -C ₂ 灰岩、D ₃ 页岩	D ₃ -C ₂ 藻灰岩、珊瑚灰岩	P ₁ 阿丁斯克页岩、空谷阶蒸发岩
田吉兹	D ₃ -C ₂ 页岩和灰岩 P ₁ 阿丁斯克阶页岩	D ₃ -C ₂ 生物礁灰岩、藻灰岩	P ₁ 阿丁斯克阶页岩、空谷阶蒸发岩
拉夫宁纳	C ₁ -C ₂ 页岩	C ₂ 灰岩	C ₂ 莫斯科阶页岩
萨兹久别	C ₂ 页岩	P ₁ 珊瑚礁灰岩	P ₁ 萨克马尔阶页岩
鲍佐巴	C 页岩	P ₁ 阿丁斯克阶砂岩	P ₁ 空谷阶蒸发岩
科扎赛	C ₁ -C ₂ 灰岩和页岩	C ₂ 巴什基尔阶灰岩	C ₂ 巴什基尔阶页岩
肯吉亚克	C 灰岩	P ₁ 砂岩、C ₂ 生物礁灰岩	P ₁ 空谷阶盐岩
乌里赫陶	C ₁ 页岩	C ₂ -C ₃ 灰岩	P ₁ 空谷阶蒸发岩、阿丁斯克阶页岩
扎纳诺尔	C ₁ 页岩	C ₁ -C ₂ 珊瑚礁灰岩和藻白云岩	C ₂ 莫斯科阶白云质灰岩
阿斯特拉罕	C ₁ 灰岩	C ₁ -C ₂ 有孔虫灰岩和藻灰岩	P ₁ 阿丁斯克阶页岩
捷普洛夫	D ₃ 页岩	P ₁ 灰岩	P ₁ 阿丁斯克阶硬石膏
卡腊恰加纳克	D ₂ -C ₂ 页岩和碳酸盐岩	D ₃ -C ₂ 礁灰岩	P ₁ 阿丁斯克阶泥灰岩和空谷阶硬石膏白云岩

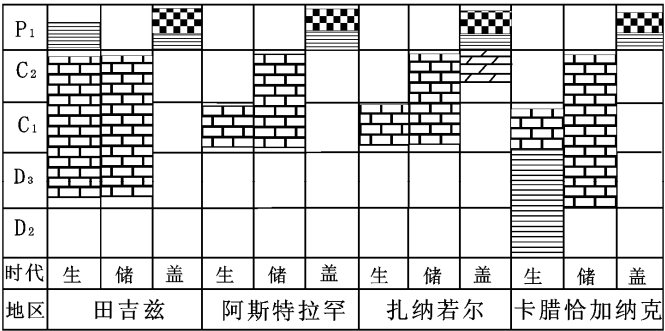


图 1-3 滨里海盆地盐下层系典型油气田生储盖组合特征

表 1-5 和图 1-3 也显示了盆地盐下典型油气藏的生、储、盖层特征。盐下油气藏

生储盖组合主要有二类：一是自生自储型，如田吉兹油田，主要生油岩为上泥盆统一—中石炭统碳酸盐岩、页岩；下部储层以泥盆系—下石炭统陆棚灰岩为主，上部为中石炭统生物碎屑灰岩和礁灰岩，具明显侵蚀风化壳特征，厚 8~118m，裂隙发育；下二叠统阿丁斯克阶泥质岩和空谷阶盐岩沉积，形成了最佳盖层封闭。二是下生上储型，如阿斯特拉罕凝析气田，主要烃源岩为下石炭统杜内阶下段碳酸盐岩，主要储层为下石炭统杜内阶上段至维泽阶和中石炭统生物礁灰岩，下二叠统空谷阶盐层为盖层。

1.4.3 油气藏的成藏条件分析

1.4.3.1 盐下油气藏的成藏条件分析

① 有高质量的厚层源岩层存在，并能达到一定的生烃条件。在盆地边缘广泛分布的中泥盆统-下二叠统浅海陆棚相碳酸盐岩和泥页岩油气母岩层厚度大，所含有机质丰度较高，质量较好（Ⅰ型和Ⅱ₁型为主），并已进入大量生烃期。另外，盆地中心和内缘生成的液态和气态烃向盆地边缘带补充流动，能够提供丰富的油气来源。

② 生烃源与油气圈闭有时间上的和空间上的协调性。烃源岩大量生烃并运移发生在泥盆纪—石炭纪和石炭纪—早二叠世时期形成圈闭构造之后，而这些圈闭与烃源岩具有良好的空间配置关系。如田吉兹油田本身就具有自生自储和上生下储，生油岩与生物礁体直接接触的有利条件。

③ 有空谷阶区域性厚盐层的存在，使得油气得以有效封盖和保护。

④ 油气藏分布于陆棚相碳酸盐岩生物建造带。扎纳诺尔和肯吉亚克等大、中型油气田就分布在这些碳酸盐岩带内。在大地构造上，它们处于俄罗斯地台和乌拉尔海西褶皱带的结合部位上。盆地边缘带广泛发育的较大规模生物礁体对油气藏形成起了重要作用，为油气聚集成藏提供了良好空间。在早二叠世—石炭纪在盆地边缘带广泛发育的碳酸盐岩（包括生物礁体）沉积，对盆内盐下油气田（藏）和油气聚集带的形成起了主导作用。

⑤ 盆地在中生代和新生代曾发生了多次回返运动，回返作用促使溶解于地下水中的天然气分离为游离相，并进入圈闭。这对气藏和凝析气藏的形成作用很大。

⑥ 盆地东部边缘盐下和盐上层系的油气田和石油显示位置表明，油气田全部分布在深断裂带（肯吉亚克、申格里、拜加宁、拉克蒂巴伊等），或深断裂的边缘带（巴克蒂加雷、鲍佐巴、肯吉亚克、东摩尔图克、阿里别克莫拉、乌里赫陶、科扎赛、扎

纳坦、拉克蒂巴伊、东阿克扎尔、卡腊久别、科帕等)，或与断裂带相连（阿兰赛、扎纳诺尔、西涅里尼克夫、卡劳尔克里迪等）。

在盆地边缘盐下层系有机质的热演化程度不太高，相当于成油期，据初步推测，在 6000m 内甚至 8000m 内仍会有油气藏分布（肖守清译，1992）。

需要指出的是，在盆地西南部和南部早二叠世—石炭纪在盆地边缘带广泛发育的碳酸盐岩（包括生物礁体）沉积，对盆地内盐下油气田（藏）和油气聚集带的形成起了主导作用。盐下碳酸盐岩储集体的发育程度和分布状况，直接控制着盐下油气藏的形成和分布，研究和寻找盐下储集体将是发现新的盐下油气田（藏）的关键所在，加强对盐下储集体分布的预测十分重要。

1.4.3.2 盐上层系成藏条件分析

盐上层系中储层是比较发育的，三叠系、侏罗系和白垩系陆源碎屑沉积层在全盆地广泛地分布，浅海陆棚、三角洲和海滩砂均较发育，岩性多为石英砂岩，物性好，具有良好的油气储集条件。

盐上地层中圈闭条件良好，背斜型、断层型、断层与背斜组合型、盐株刺穿遮挡型，地层尖灭及侧向相变、砂岩透镜体型等圈闭均有分布。

从盐上的盖层条件来看，侏罗系和白垩系及古近系广泛发育的厚层泥页岩也具备良好的封闭性。

盆地盐上层系的烃源岩的有效性目前仍存在争议，但是盐下层系确实发育有丰富的烃源岩。上泥盆统、下石炭统—中石炭统和下二叠统发育的滨岸—海相页岩和碳酸盐岩是盐下最主要的油气源岩。以田吉兹油田为例，一般认为该油田烃源岩以下石炭统—中石炭统碳酸盐岩为主，在生烃过程中起主导作用，而上泥盆统碳酸盐岩和下二叠统阿丁斯克组泥质岩和泥质碳酸盐岩也有油气的生成，只是各自对油气生成的贡献大小不同。据估算，在田吉兹油田，仅阿丁斯克组（P₁）生油岩总厚度就达到 300m，分布面积为 400km²，另外还有数千米中—下石炭统以及上泥盆统碳酸盐岩生油层，说明田吉兹油田源岩分布层位多，油气资源丰富，拥有巨大的生油气潜力，提供了形成巨型的田吉兹油气田的必备条件之一——优越的油源条件。

因此，盐上油源问题就成为盐上成藏的主控因素。盐上自身生油岩是否成熟也不能一概而论，在不同地区受局部地质条件影响，成熟度不一。盆地东部盐上生油条件

差，但存在盐下向盐上供油的现象。加强对盐上生油岩分布和源岩成熟度及其油气疏导体系研究，对进一步认识盐上油气藏的形成和分布有重要意义。

1.5 盆地油气资源潜力

滨里海盆地油气资源十分丰富。自从上世纪 70 年代末至 80 年代初，随着勘探技术水平的日益提高，在盆地中相继发现一些世界级的深层大、中型油气田以来，国际社会对这一地区的油气资源前景普遍看好。美国国务院公布（2003），滨里海可探明的原油储量约为 $280 \times 10^8 \text{t}$ ，也就是说它是世界上最大油田——沙特阿拉伯加瓦尔油田储量的两倍。英国石油公司也估计，滨里海盆地已探明储量为 $22.4 \times 10^8 \text{ t}$ （伦敦国际战略研究所年度报告，1998.4）。

盆地油气资源分布较为复杂，统计得到盐上层系和盐下层系油气储量分布（表 1-6）。盆地油气资源以气和凝析气为主，其中天然气、凝析气和石油分别占总储量的 62.6%、17.4% 和 20.0%。盆地盐上层系主要含油，仅含少量的天然气和凝析气；而盆地油气储量主要集中在盐下层系，约占总储量的 96%。所以盐下层系是今后油气勘探中最具潜力的目标。

表 1-6 滨里海盆地油气储量统计表（至 2004）

层系组合	产烃面积 (km^2)	最终可采储量		
		油 ($\times 10^8 \text{t}$)	气 ($\times 10^{12} \text{m}^3$)	凝析气 ($\times 10^8 \text{t}$)
盐上层系	749.33	2.29	0.05	0.02
盐下层系	4568.25	12.33	4.52	12.68
合计	5317.58	14.62	4.57	12.70

盆地油气勘探开发前景很大，特别是海域勘探远景很大，是寻找特大型油气田有利地区，是新世纪油气储量和产量增长后备地区。在油气勘探开发方面有以下几个勘探方向：

- （1）南北恩巴地区和阿斯特拉罕地区盐丘构造有关断块或背斜油（田）藏，预测盐丘构造断块圈闭约 1750 个。如邻近田吉兹油田的科罗列夫油田，预测远景储量在 $2.85\text{--}4.29 \times 10^8 \text{t}$ 。
- （2）阿克纠宾油区有 8 个盐上油田，探明可采储量 $3791 \times 10^4 \text{t}$ ，尚未投入开发。
- （3）盆地周边构造隆起区带以及盆地中部中央构造隆起区是寻找盐下古生界生物礁油田和背斜构造油田有利地区。

(4)盆地的海域地区已发现规模大的构造 96 个,预测远景可采资源量 $130\times 10^8\text{t}$ 。对近几年发现的特大型卡萨甘油气田进一步详探,落实储量并开始开发试生产,2005 年起进行了工业性开发,高峰产量可达 $6000\times 10^4\text{t}$ 以上。哈俄两国油气公司已于 2002 年 8 月 13 日签署协议联合勘探开发里海陆架两国边界的远景构造,还与日本国家石油公司一起对布扎其隆起北坡构造进行地震详查。准备一系列区块进行招标,也可能在盆地再找到若干特大型或巨型新油气田。

(5) 目前,该盆地特大型油气田都处在开发初期,加强与国外油气公司合作,将现有油气剩余储量全面投入开发,盆地石油和天然气产量有望进一步增加。

PGS 报告显示滨里海盆地是世界上储量最丰富的油气盆地之一。该盆地盐下层序拥有五个巨型和超大型油气田:田吉兹巨型油田(储量为 60-90 亿桶石油),卡拉甘纳克巨型油气田($1.3\times 10^{12}\text{m}^3$ 天然气、 $6.7\times 10^8\text{t}$ 凝析油和 $2\times 10^8\text{t}$ 石油),卡萨甘巨型油田($7.14\times 10^8\text{t}$ 石油),扎纳诺尔超大型油田($1.42\times 10^8\text{t}$ 石油)和阿斯特拉罕巨型油气田($2.4\times 10^{12}\text{m}^3$ 天然气和 $4.9\times 10^8\text{t}$ 凝析油)。此外,该盆地中还有许多较小的盐上和盐下油气田。

滨里海盆地陆上已探明油田主要分布在田吉兹—恩巴油区、卡拉恰克纳克和阿克纠宾油区。2003 年元月 1 日评估结果为剩余可采储量约 $133970\times 10^4\text{t}$,其中田吉兹油田约 $87500\times 10^4\text{t}$ 、卡拉恰克纳克 $17600\times 10^4\text{t}$ 、阿克纠宾油区 $28870\times 10^4\text{t}$ 。2002 年石油产量 $2522\times 10^4\text{t}$ 。2010 年上产超过 $6000\times 10^4\text{t}$,2012 年预计也许达盆地高峰产量 $6816\times 10^4\text{t}$, $6000\times 10^4\text{t}$ 规模将稳产 7 年到 10 年。规划到 2022 年,累积采出 $117443\times 10^4\text{t}$,原始可采储量($220660\times 10^4\text{t}$,其中石油 $156160\times 10^4\text{t}$,凝析油 $64500\times 10^4\text{t}$)采出程度 53%。

2 阿斯特拉罕隆起带油气地质特征

2.1 隆起带构造与沉积特征简述

现代滨里海盆地基底面和盐下层系顶面之间一个突出的地貌特征就是存在阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带，其也将全盆地分为滨里海中央坳陷和东南部坳陷两大部分，由西向东依次包括阿斯特拉罕穹状隆起（地块、长垣）、北里海隆起、库萨科夫隆起、卡腊通—田吉兹隆起、比尔克扎特隆起、扎纳诺尔隆起等和次一级坳陷奥斯坦索克坳陷和亚乌萨坳陷（图 1-1）。

阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克是一个基底隆起带（图 2-1），其中西缘的阿斯特拉罕穹状隆起是本次研究的主体。按基底面计算，此穹状隆起长为 200km，宽度为 110km，是一个不对称的近东西向构造。根据地震及钻井等资料，基留金等人认为，阿斯特拉罕穹状隆起为构造—沉积成因，即上泥盆统一中石炭统巨厚碳酸盐岩（厚达 2km）覆盖在前中弗拉斯期隆起上。

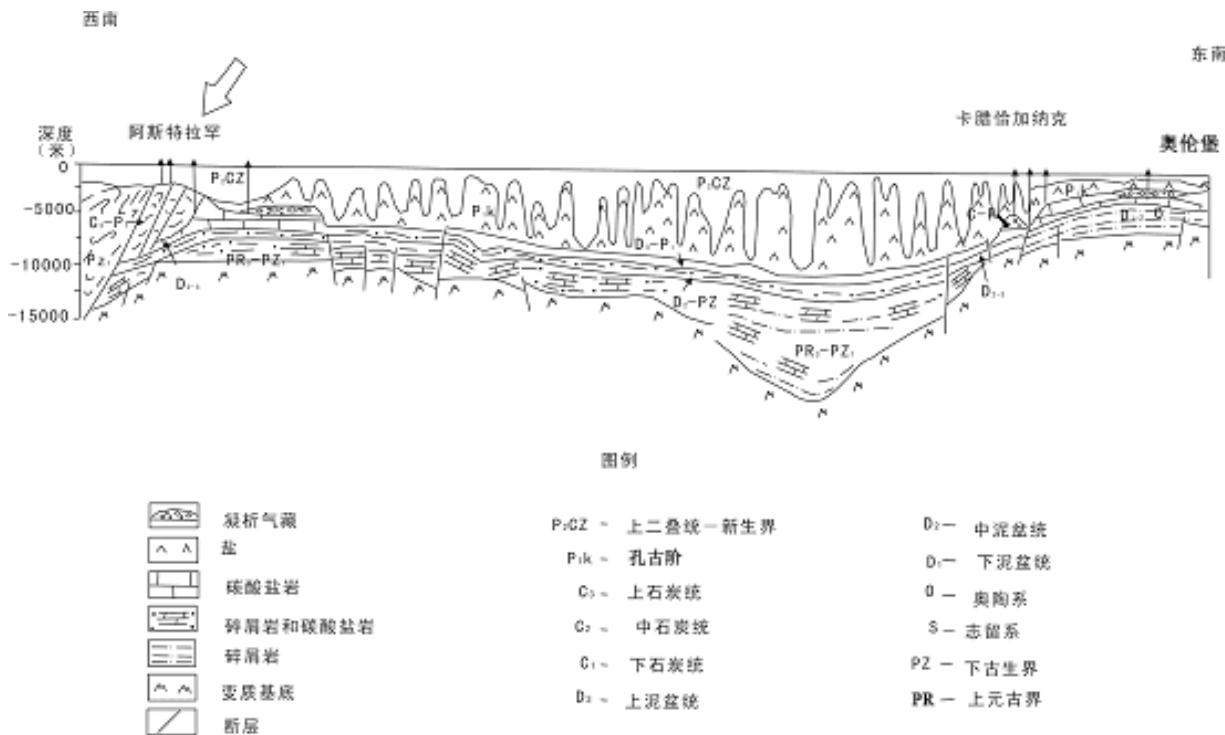


图 2-1 阿斯特拉罕—卡腊恰加纳克地层横剖面图（资料来自 IRIS21 数据库）

对该构造单元（隆起带）研究程度最高的南坡和东南坡的盐下沉积内部结构的研究表明，盐下沉积，特别是基底凸起的边缘部分盐下沉积厚度急剧增大，碳酸盐岩生物礁相发育。这一地区已发现的大油气田有田吉兹、扎纳诺尔和肯吉亚克等。

该隆起带走向近北东—东西向，呈半环状，现有资料表明，这一隆起带在志留纪就具备其雏型，不但对其古生代地层分布有重要控制作用，如导致古生代地层厚度在隆起带上急剧减薄，从坳陷区的 6~15km 减小到隆起区的 2~3km，而且对各构造单元分区的沉积面貌影响巨大。板块构造观点认为，从早古生代一直到早石炭世，活化岛弧（阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克岛弧）将东欧地台东南部分的被动边缘和广阔的特提斯海分开。此外，盐下沉积组合中，大油气田的分布均与这一大型隆起构造单元边缘部分的陆棚相碳酸盐岩生物建造紧密相关。

阿斯特拉罕穹状隆起依玛谢夫区块内最明显的背斜是在 P1 反射层中发现的，该突起位于阿斯特拉罕油气田气水边界外，与最后的鞍部构造隔离开来。

依玛谢夫区块东北坡和西南坡与阿斯特拉罕凝析油田隆起的东南坡一样，是断开的、很陡，部分是由沉积过程造成的。阿斯特拉罕穹状隆起内单独的区块多为深海相沉积，类似生物礁。73 井部署在类似这种深海相沉积的生物礁的独立区块上，靠近依玛谢夫区块，可能是泻湖相环形礁沉积所致。沿阿斯特拉罕地块轴向次级隆起区域可能是 serpuhov 和下巴什基尔期有机成因沉积的，沉积条件非常有利于生物沉积。阿斯特拉罕穹状隆起主体为中石炭统碳酸盐层、可达 5.5-6 km 厚，主要是上泥盆统-中石炭统浅水层状碳酸盐台地长期沉积所致。

Ural-Volga Mezhdureche 南部为阿斯特拉罕-阿克纠宾斯克隆起带一部分，其构造比较复杂。根据该地区地震资料研究结果揭示了很多隆起带并将其划分出来。该区域基底埋深为 9 km ~12km，上覆沉积构造平面被破裂断层划分为若干块，根据基底与盐下沉积划分为 Novabogatin 突起和 Oktiyabr 突起、东阿斯特拉罕突起、Myntobin 突起及 Mezhdureche 突起（次级隆起）。这些突起古生代盐下沉积顶面覆盖深度为 4-7.2 km。中石炭统灰岩上部开始为高速折射层，速度界限为 6.2 km/s，根据这个界限值可以确定碳酸盐沉积的分布。

盐下古生代隆起带内突起顶部沉积厚度在 0.8-1.5 km 至 3.0 km 之间变化，甚至更多。地震剖面上盐下隆起可以预测碳酸盐浅水沉积的发育情况，研究显示盐下隆起形成是由于在浅水沉积之后有生物礁沉积所致，这些隆起甚至在深层也发育大型油气藏。盆地区域上发育的浅水碳酸盐沉积在不同的地层中可以遇到，对于盆地南部区域碳酸盐沉积在阿斯特拉罕长垣与滨海盐下隆起集中在上维泽—下巴什基尔层位。浅水沉积层的产生是与盆地内部的隆起关系很大，此海底地貌的形状有助于灰岩，包括生

物灰岩的产生。总之对于浅水层状灰岩沉积剖面上广泛发育生物碎屑灰岩及有机成因灰岩，层间有断开现象，原生孔隙度较高，催化作用转化明显，出现次生白云岩，便于形成有利的碳酸盐岩储层。

阿斯特拉罕穹状隆起东南部轴向上表现为多个局部隆起（Korduan、Shortanbay、考杰耶夫隆起）。根据阿斯特拉罕穹状隆起岩性和 Korduan P-2 井和 P-52 井的岩石资料和地震资料，在此穹状隆起内浅水层状碳酸盐沉积与生物礁次生沉积很发育，地球物理资料显示下巴什基尔碳酸盐沉积面下沉，显示阿斯特拉罕长垣地层界限清晰，地震时间一系列剖面波形图的动态变化也显示在阿斯特拉罕穹状隆起东部及东部边缘区域出现亮斑，可以认为是有机体，对应分层为上维泽阶-法门阶沉积。

阿斯特拉罕长垣东南部及东南缘多个次级构造存在、并相对落实，盐下顶面埋深为 4.2km~6.0km，直接与浅层浅水层状碳酸盐沉积发育区相邻，中石炭统发育丰富的有机质沉积层，与依玛谢夫区块有机质沉积特征相似。阿斯特拉罕东南部下巴什基尔碳酸盐层岩相分析结果表明，在阿斯特拉罕大陆架范围内的早巴什基尔碳酸盐沉积后期，浅水沉积已经减少，而且接近块状碳酸盐中部。与此同时在斜坡带的各个区带形成强烈生物成因沉积和单一有机沉积的有利条件，依玛谢夫区块的钻井结果表明，这些沉积含有烃类工业意义上的聚集。类似的有机沉积条件和构造条件在伊马谢夫油田周边区域很多，因而从构造和沉积上讲南依玛谢夫区块（工区）也有好的油气成藏条件。

2.2 隆起带地层特征

隆起带存在区域性的前下二叠统沉积间断，在阿斯特拉罕穹状隆起上缺失上石炭统和大部分中石炭统，此外在田吉兹和普罗尔瓦隆起上，下二叠统直接覆盖在下石炭统之上。据推测，这次沉积间断持续的地质时代长，而且被剥蚀的厚度也巨大，估计在 1000m 左右。

在隆起带的西南坡和西坡也存在前下二叠统沉积间断情况，石炭系、上泥盆统、志留系沉积中的碳酸盐岩也具有形成有利油气聚集带的可能，但是碳酸盐岩层所在深度要比该隆起带南坡和东南坡的类似碳酸盐岩层深得多（深度差 500~1000m）。盐下古生代沉积在潜伏穹隆上广泛分布，同时也可见碳酸盐岩体分布在广阔的穹隆上，特别是上泥盆统碳酸盐岩。目前在该地区已找到阿斯特拉罕这样的巨型凝析气田。

隆起带地层基本同于盆地地层，但也有自己的特征。下面以田吉兹和阿斯特拉罕

等油气田为例来说明这一构造带西部和中南部的地层特征。

2.2.1 泥盆系

目前钻井仅揭示了上泥盆统法门组，其地层厚度在田吉兹油田为 37m，在卡腊通构造约 400m。其岩性主要是单一的生物灰岩，具很少量的白云岩薄夹层，是属于从泥盆纪初到中石炭世在内形成的台地相浅水碳酸盐岩建造的一部分。

前晚泥盆世层序具备地震层间速度降低，沉积物中存在碎屑组分，该层至今为止还没有钻井穿透，估计厚度变化范围为 0~1800m。

2.2.2 石炭系

2.2.2.1 下石炭统

杜内组（杜内阶）：该组地层不整合地覆盖在上泥盆统之上，为灰色和褐灰色泥晶灰岩，含有生物碎屑灰岩夹层，其中孔隙、裂缝较发育，本组地层厚度变化范围大，介于 30~600m。

维泽组：下部为亮灰色与黑灰色灰岩，剖面底部有生物灰岩和藻屑有孔虫灰岩，上部为砾—砂屑灰岩以及鲕状灰岩。

下段分为包布里科夫层和土尔层，上段不整合地覆盖其上。包布里科夫层由生物灰岩岩系组成，包括叠层灰岩、含苔藓灰岩、浅水碎屑灰岩及薄层灰岩，在侧向上变为钙质砂岩。个别地区上覆地层为厚 50m 的泥岩或泥灰岩。土尔层灰岩为黑灰色泥质重结晶灰岩（局部硅化）和含有孔虫组合、颗粒不均匀的生物碎屑岩类。下段厚度为 150~180m。

上段为陆棚相碳酸盐岩层序，在田吉兹、科罗廖夫和南部构造上已全部钻到。这里自下而上可分为阿列克辛、米哈依洛夫、维涅夫等层。阿列克辛层的下部是碎屑灰岩，上部为砾屑灰岩；米哈依洛夫层富含各种生物化石，有些井中发现了生物建造。田吉兹油田的维涅夫层由生物礁灰岩组成，为一些残余的生物礁灰岩，有些地方为叠层灰岩、含苔藓灰岩，这种碳酸盐岩是在生物建造内部形成的。上段地层厚度沿走向分布较稳定，厚约 280~300m。

纳缪尔（谢尔普霍夫）组：由塔鲁斯克—斯切舍夫层和普罗特文层组成。由生物碎屑灰岩、富含藻和苔藓等化石的生物礁灰岩组成。上部存在许多大的水螅碎屑，证明了盆地开始变浅，以及生物建造曾遭受短期剥蚀。田吉兹油田在普罗特文层底部

发现局部有火山凝灰岩夹层，也具生物礁灰岩的碎屑。田吉兹油田谢尔普霍夫组地层的厚度相对稳定，约 200m 左右，有些地方因受剥蚀急剧减薄至 30m，甚至全部剥蚀掉，因而在地层表中未列出。

2.2.2.2 中石炭统巴什基尔组

本组地层在田吉兹、科罗廖夫与隆起南部等构造均已钻探揭示。在卡腊通构造的个别井中于早二叠世剥蚀后仅保留了巴什基尔组的最底部地层。在南部构造剥蚀后尚保留了上段。

巴什基尔组地层覆盖在顶部遭不同程度剥蚀的谢尔普霍夫组地层上。下段包括克拉斯诺波梁层、杜克尔麦特层和普里卡姆层。克拉斯诺波梁层底部由富含各种生物化石的生物碎屑灰岩组成，为谢尔普霍夫组生物建造破坏的产物，此时具备形成对有孔虫和藻类发育的有利条件，同时也出现浅水、高能环境，形成大量鲕粒与海百合组成的碳酸盐岩。杜克尔麦特层基本同于克拉斯诺波梁层岩石组分。普里卡姆层在南部构造发育较全，在田吉兹构造上已部分遭受剥蚀，此层下部由页片状灰岩组成，上部为块状灰岩和生物碎屑灰岩。

在南部构造和田吉兹的 3 号井中分别全部或部分地揭示了巴什基尔组上段地层。它们不整合地覆盖在下段地层上，为黑灰色、黑色泥晶灰岩。岩石很致密，含沥青。

在滨里海隆起带范围内，巴什基尔组地层的总厚度变化为 18~300m。

2.2.3 二叠系

在隆起带，下二叠统不整合地覆盖在泥盆纪至晚石炭世不同时代的地层上，仅在南部构造有几口井钻开了下二叠统阿赛尔组碳酸盐岩层。

在田吉兹油田揭示的下二叠统为阿丁斯克组地层，以泥质岩为主，此外还有泥灰岩、灰岩及泥质灰岩。需指出的是，为了圈定滨里海盆地盐下组合古生界岩系的顶面，现采用了阿丁斯克组上段地层的顶面，即相当于地震标准层 P_1 层。

在田吉兹油田，阿丁斯克组地层以高角度不整合地覆盖在厚达 3.5~4km 的碳酸盐岩块体上，直接同中石炭统、下石炭统以及上泥盆统地层相接触。阿丁斯克组地层厚度在构造顶部最薄，只有 10~80m，而在构造翼部、凹槽和分隔局部隆起的坳陷中地层厚度超过 1000m。

古生界剖面被空谷组含盐层系所覆盖，在田吉兹构造范围内盐岩的厚度变化范围

是 400~2500m。

在阿斯特拉罕穹状隆起上，前二叠系剖面中含有生物礁灰岩，大约 850m 厚。地震数据表明，在玻瑞姆斯基地区，前二叠系灰岩的总厚度为大约 2.5~3.0 km；该区早二叠世地层由粉砂岩、泥岩、砂岩和砾岩组成，含灰岩夹层；其厚度几 m 到 250 m，早二叠世沉积物不整合地覆盖在巴什基尔阶灰岩侵蚀表面上。

泥盆纪碳酸盐岩以下地层的下部层序（低速层）向南厚度逐渐减薄为零。相比之下，晚泥盆世—中石炭世碳酸盐岩层序和早二叠世沉积物表明其沉降是从北向南。由于前二叠纪剥蚀的结果，碳酸盐岩层序的厚度在同一方向从 3km 减薄到 400m 或更少。

2.2.4 空谷期—三叠纪

深水洼地被巨厚的膏盐—碎屑沉积所充填。从晚二叠世—三叠纪盆地内又有一次大的海侵，滨里海盆地盐上整个阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带大范围分布浅海陆棚碎屑沉积，岩石类型以沥青质黑色页岩、泥岩、泥质粉砂岩组合为主，而仅在盆地西部、东南部和东部的局部地区发育了规模不大的陆相三角洲和海陆过渡相三角洲，由东南向北西方向推进（图 2-2）。

2.2.5 侏罗纪—白垩纪

三叠纪末期由于构造的又一次抬升作用，导致从侏罗纪开始，盆内不仅发生了强烈的分异拗陷，而且沉降作用相对较强烈而普遍。盆地侏罗系厚达 1500~2000m，以陆相沉积为主，盆地北部可能有中下侏罗统海相碎屑岩，而在盆地南部则可能只有中侏罗统碎屑岩分布，这一沉降过程一直持续到早白垩世。侏罗系和白垩系总厚度从南向北增加，从 1~2km 增加到 5~6km。J-K 时期盆地除东南角和西南角各有近海一个泻湖和湖泊分布外，主为陆相或海陆过渡相滨岸沉积，应该说，盆地中盐上沉积组合中，侏罗纪储层是最为发育的，储层成分成熟度和结构成熟度也较高，储层物性较好。到早白垩世，由于海水不断加深，造成砂泥频繁间互，三角洲范围相应缩小，浅海陆棚砂分布范围也有一定程度的减小。

从图 2-1 可以看出，尽管阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带，在侏罗纪时对盆地中部和东南部沉积的分割作用已基本消失，东南部取而代之为一北西向的单斜，故河流三角洲自东南向北西方向推进。但在盆地南部，这一隆起带实际上仍对中央拗陷和南部里海起着一定的沉积分割作用，导致侏罗纪时期本研究隆起带附近（特别北里海

隆起) 浅海陆棚海滩砂岩尤为发育。

总体来说, 盐上地层以浅海陆棚相、滨岸相和过渡相三角洲砂岩分布普遍。这些砂岩岩石类型主要为钙质石英砂岩, 少数为长石砂岩, 许多砂岩构成了盐上层序中的有效储层。

盐上发育的泥页岩其分布及厚度变化较大, 受下二叠统盐岩层沉积和构造作用的影响明显。三叠系和侏罗系泥页岩在盆地内部分地区分布厚度较大, 且含有机质较为丰富, 可以作为有效烃源岩; 侏罗系和白垩系及古近系泥页岩也是盐上油气的有效盖层。当然在盆地的不同地区, 甚至不同地区的局部地带泥质沉积物具体所经历的沉积埋藏史和热演化史有一定差异, 因此, 它们也表现出不同的生油气能力。

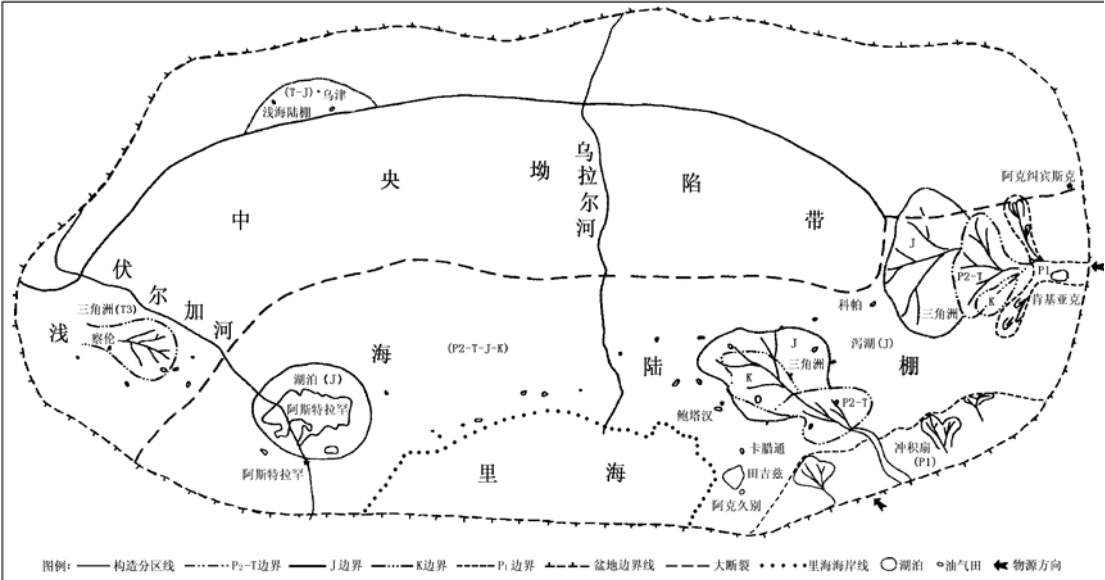


图 2-2 滨里海盆地盐上层系沉积体系分布图

2.3 隆起带油气分布与潜力简述

2.3.1 隆起带盐上层序油气分布

中侏罗统含油气储层在全盆地分布最为广泛, 除在北部及西北部断陷带内未见其为含油气层外, 在盆内其他各构造带内均为主产层之一。中侏罗统和下白垩统是滨里海盆地盐上层系油气田中的主要产层, 由于受盆地构造和沉积的影响, 中侏罗统和下白垩统储油气层在盆地内不同构造区带的分布和性质也有明显差异。

隆起带是盆地最主要的含油气区, 在这里已发现的油气田数目多、储量大。该区盐上油气储集层主要集中在 J_2 和 K 层位 (表 2-1, 表 2-2)。下面主要介绍隆起带西部几个隆起。

2.3.1.1 卡腊通—田吉兹隆起区

各油气田多以 J_2 、 K_1 和 K_2 地层为含油气储层， T 少见，而 P_2 、 J_1 尚未发现油气。储油气层埋深主要集中在 200~1300m 和 2900~3400m 二个深度段。储层单元总厚度一般在 5~45m，油层净厚度一般为 3~20m；每个油气田或同一油气田不同区块不同层位的储层发育情况也有差别。在卡腊通—田吉兹隆起上储层分布有其规律性。南部含油气储层主要为 T_3 和 J_2 统，埋深较大，一般在 2000~3400m 之间；而隆起区北部主要为白垩系砂岩储层，埋藏较浅，一般在 200~1300m。其中卡腊通油田储油气层位最为丰富，在 J_2 、 K_1 、 K_2 和 E_2 各时代沉积中均含油气。在隆起区中部有世界闻名的田吉兹特大油气田，产层主要为 D_3 - C_2 各统碳酸盐岩。

表 2-1 滨里海盆地阿斯特拉罕隆起带不同构造区 J_2 储层性质对比

构造带、区		代表油田	产层深度 (m)	物性		性 岩	储层温压条件	
				φ (%)	K (10 ⁻³ μm ²)		压力 (Psi)	温度 (℃)
阿斯特拉罕——阿克纠宾斯克隆起带	1.卡腊通—田吉兹隆起	塔日加里, 普罗尔瓦, 扎帕纳耶, 东科卡尔纳	938-2332	17-28.1	1.7-760	砂岩	1610-3861	39-73
	2.比克扎尔隆起	南塔干, 库尔萨雷	133-1256	18.5-26.3	0.6-360	砂岩	230-2116	17-51
	3.扎纳诺尔隆起带	科克日杰, 阿克扎尔, 卡腊久别	312-547	22-31	10-5155	砂岩	406-855	18-32
	4.特梅尔隆起	库姆赛	270	30-39	266-2236	砂岩	318	22
	5.库尔萨科夫隆起	鲍塔汉	1190-1422	19.2-30	5-25	砂岩	2116-2954	48-52
	6.北里海隆起	格林, 扎纳塔拉普	285-1093	22-32	6-3473	砂岩	687-1933	29-44
	7.阿斯特拉罕地块	别什库尔	1373	24	70	砂岩	4786	57
	8.其它地区	库帕,马卡特, 拜丘纳斯	52-750	22.9-32.7	91-1297	砂岩	147-1168	13-42

2.3.1.2 北里海隆起区

储油气层位主要集中在 K_1 和 J_2 ， K_2 及更新地层中未见油气，产油气层埋深小于 1100m。储层单元厚 21~24m，油层净厚度一般 13~14m；北里海隆起上含油气层位最多的油田为西南卡梅希托威油田， P — T 、 J_2 和 K_1 沉积均有油气分布。已发现的油气田多分布在隆起区的东南部，西北部油气田较稀少。

2.3.1.3 阿斯特拉罕地块

已发现阿斯特拉罕、别什库利、基里基林等油气田。其中阿斯特拉罕大型气田和凝析气田的主要含气储层为盐下 C_1 — C_2 碳酸盐岩，而基里基林气田主储层则是 N_2 砂

岩，其源岩为下侏罗—中侏罗统沥青页岩。只有别什库利为油田，主储层为 J₂ 巴柔阶钙质石英砂岩和粉砂质石英砂岩。该地块以产气为主。

2.3.2 隆起带盐下层序油气分布

盐下层系油气田的含油气储层分布层位主要集中在下二叠统、石炭系和中、上泥盆统中。在隆起带西部盐下含油气储层以石炭系各统为主，主要有以下两个含油气聚集带。

阿斯特拉罕含气带：位于阿斯特拉罕地块，以产凝析气为主，以阿斯特拉罕凝析气田为代表。可分为三个含油气综合体，即下石炭统维泽—中石炭统巴什基尔阶碳酸盐岩含油气综合体，上泥盆统—下石炭统土尔涅伊碳酸盐岩含油气综合体，以及中—上泥盆统陆源碎屑岩含油气综合体。这些含油气综合体的构造平面上相一致，反映了阿斯特拉罕含气带与大地构造和沉积构造有关。其中以中—下石炭统生物碎屑灰岩为主产层（C2b 储层）。

表 2-2 滨里海盆地阿斯特拉罕隆起带不同构造区 K₁ 储层性质对比

构造带、区		代表油田	产层深度 (m)	物性		性 岩	储层温压条件	
				φ (%)	K (10 ⁻³ μm ²)		压力 (Psi)	温度 (℃)
阿 斯 特 拉 罕 — 阿 克 纠 宾 斯 克 隆 起 带	1.卡腊通-田吉兹隆起	摩尔斯科耶, 普斯腾, 塔日加里	382-1736	22-31.8	32.4-845	砂岩	558-2407	23-45
	2.比克扎尔隆起	库尔萨雷, 穆奈累,	152-563	29.4-38.9	260-800	砂岩	20-896	16-35
	3.扎纳诺尔隆起带	肯吉亚克, 阿克扎尔, 卡腊久别	108-441	28-32	9-1230	砂岩	304-571	13-41
	4.特梅尔隆起							
	5.库萨科夫隆起	库尔萨克	37-663	25-30		砂岩	1.4-6.5MPa	25-35
	6.北里海隆起	格兰, 卡梅希托威, 扎纳塔拉普	190-568	23-32.3	45-270	砂岩	135-735	18-29
	7.阿斯特拉罕地块							
	8.其它地区	卡腊塔尔, 扎别内伊, 艾兰库利, 奥雷斯卡兹甘	208-939	21-34	23-1049		227-1450	17-39

卡腊通—田吉兹含油气带：位于滨里海坳陷南部里海北—东沿岸。该带属于晚泥盆世—石炭纪碳酸盐台地，主要由一些大型生物礁体构成。发育的这些礁体在近东西向扩展延伸，形成规模为 50×15km²，幅度大于 1000m 的沿海堤生物礁建造。在该油气聚集带上主要分布有田吉兹和塔日加里油气田。

2.3.3 隆起带油气特征模拟及聚集简述

盆地油气生成剖面模拟显示（表 2-3）对于盐下组合各源岩及盐上组合中上拱盐体之间的上二叠统源岩，现今单位有机炭的累积生油量相差不大，基本都在 800~900mg/gTOC 之间。但现今单位有机炭的累积生气量却相差较大，其中阿斯特拉罕地区的中—下石炭统源岩单位有机炭的累积生气量最大，达到 400mg/gTOC 以上，其它在基本在 200~400mg/gTOC。

从不同时期的聚油剖面可以看出，在距今 250Ma 前（中三叠世晚期）盐下组合的原油聚集部位主要在阿斯特拉罕地区的 $P_1—C_3$ 灰岩和 $D_3—C_2$ 的生物礁灰岩储层中。在 230Ma 前（早侏罗世晚期），盐下组合中的原油聚集部位基本变化不大，此时在盆地中央拗陷带内的上拱盐体之间的上二叠统源岩层高部位由于生成的油排出不畅，因此岩石中也显示出一定的含油饱和度。此后，由于断层活动，沟通了上二叠统源岩和上部三叠系储层，原油逐渐在上部三叠统顶部聚集。在距今 60Ma 前（第四系沉积初期），盐下组合中原油的聚集部位还主要集中在阿斯特拉罕地区。这时，在盐上组合中上二叠统源岩层中原油还有大量未排出，而排出的原油在三叠统储层中有一定数量的聚集。在 30Ma 前（全新统沉积初期）之后，盐上上二叠统源岩中原油开始大量排出，并一直持续到 18Ma 前（全新统沉积期间），排出的原油主要聚集在三叠系顶部。目前，盐下组合中的原油主要聚集在拉斯特拉罕地区中石炭统—下二叠统灰岩储层中。

表 2-3 阿斯特拉罕地区盆地模拟结果简表
（各生油层生烃开始、高峰及结束时间）

生油层	生油开始时间 (Ma)	生油高峰时间 (Ma)	生油结束时间 (Ma)	每克 TOC 生油量 (mg)	生气开始时间 (Ma)	生气高峰时间 (Ma)	生气结束时间 (Ma)	每克 TOC 生气量 (mg)
D_2	330	305	290	850	300	280	270	190
$D_3—C_1$	300	285	270	850	270	260	250	100
$C_1—C_2$	250	240	230	850	245	235	230	500
$C_3—P_1$	250	230	220	850	230	210	未到	260
P_2	210	未到	未到					

从不同时期天然气聚集剖面可知，在 240Ma 前（早侏罗世初），盐下组合天然气的聚集部位主要在阿斯特拉罕地区 $C_2—P_1$ 储层，此后在这两个地区天然气的聚集强度不断增大。目前盐下组合天然气聚集的部位主要还是以上两个地区，主要聚集层位还是上泥盆—下二叠统下部储层。在盐上组合中，目前基本上无天然气聚集。

从井剖面镜质体反射率 R_o 与埋深关系上看， P_2 以上地层 R_o 随深度增加较快，

R_o 在 1.3% 以下, 而在 P_{1K} 膏盐层内 R_o 随深度增加较慢, R_o 在 1.3% 左右。在 C_1+C_2 地层和 P_1+C_3 地层内, R_o 随深度呈线性增加, 速度较快, R_o 在 1.3%~4% 之间, 而在 C_1+D_3 以下地层内, R_o 随深度增加非常缓慢, R_o 演化已达到很高的阶段, 在 1.3%~4% 之间。

根据不同类型的埋藏史图的综合分析, 总结出该井不同源岩层的热演化和生油气特征见表 4-60, 其中发生在 260Ma 左右的地层快速下沉对于地温分布和烃源岩生烃过程具有相当大的影响。由于下降速度非常快, 沉积速率非常高, 新沉积的地层很难在较短的时间内达到热平衡状态, 因此在这一时间内要达到与老地层相同的地温和演化阶段就必须达到更大的埋深。这一过程持续约 5Ma, 之后基本上逐渐恢复到了热平衡状态。

该区某井 P_1 及其以下源岩层由于 R_o 都已达到 1.3% 以上, 已超过大量生油阶段, 进入大量生气阶段, 生油量达到 850mg/gTOC, 生气量也在 100mg/gTOC 以上。该井 P_2 源岩层目前 R_o 在 0.5%~1.3% 之间, 处于大量生油阶段, 下部生油量基本为 800mg/gTOC, 上部要低一些。 P_2 源岩层生气量很低, 不超过 100mg/gTOC。 T 及其以上地层目前还没有生油气。

2.3.4 隆起带及邻近区域有利目标及潜力分析

2.3.4.1 卡腊通—田吉兹古隆起区

卡腊通—田吉兹古隆起区在泥盆纪、石炭纪和早二叠世阿尔丁斯克阶广泛沉积了巨厚的碳酸盐岩(包括生物礁体)和碎屑岩, 这些岩层为盐下提供了丰富的油源, 同时具备良好的油气储集条件, 特别是泥盆和石炭系生物礁在本隆起上的发育和分布, 直接为盐下油气的聚集成藏起了主导作用。下二叠统全盆地广泛分布的厚盐层无疑是盐下油气的良好盖层。著名的田吉兹大型油气田就是本隆起盐下生物礁型油气田。从已掌握的田吉兹油气田特点来看, 这里盐下油气储量大, 油质较轻。据预测在 6000m, 甚至 7000m 才会进入凝析气带, 故有较高的勘探开发价值。本隆起区内盐下泥盆和石炭系生物礁在田吉兹以外其他地区也较发育, 存在找到新的生物礁型油气田(藏)的可能性。

再从卡腊通—田吉兹古隆起的盐上成藏条件来看, 也具备较好的成藏条件。盐上三叠系和侏罗系页岩可以提供较为充足的油源, 储集层和盖层更不缺乏。在本隆起上盐上层系中已发现了若干个油气田, 这些油气田都有较好的含油性。

因此，从盐下和盐上两大方面来看，卡腊通—田吉兹隆起区具有较高的勘探开发价值，应视为最有利目标区。

2.3.4.2 北里海—阿兹吉尔隆起区

北里海隆起区无论盐下还是盐上都有与卡腊通—田吉兹隆起区有相似的石油地质条件。从盐下来看，这里古生代广泛发育碳酸盐岩（含生物礁）沉积，泥盆和石炭系碳酸盐岩（包括生物礁）应具备良好的生烃条件，发育良好的生物礁应是油气良好的储集体，下二叠厚盐层一般都能保证对油气的有效封盖。因此，可认为，这里虽然目前尚未发现盐下油气田，但找到盐下大油气田的可能性较大。

在北里海隆起上，目前已发现了一些盐上组合油气田，在这里找到新的盐上油气田（藏）的可能性也很大。在这里从晚二叠世一直到白垩纪或更新时代，都为浅海陆棚环境，广泛发育有陆源碎屑沉积。三叠系和侏罗系页岩可以提供较为充足的油源，侏罗系和白垩系石英砂岩具备良好的储集条件，侏罗系、白垩系和古近系泥页岩也能提供盖层条件。这里构造圈闭和地层圈闭也都较发育，这些已被已发现的油气田的石油地质特征所证实。综合分析认为，在本隆起区盐上应有更多的油气分布，有较大的勘探潜力。

2.3.4.3 阿斯特拉罕穹状隆起（地块、长垣）

阿斯特拉罕穹状隆起的西南坡和南坡，总的沉积和构造条件与阿克纠宾斯克—阿斯特拉罕隆起带的东南坡类似，目前在阿克纠宾斯克—阿斯特拉罕隆起带的东南坡已发现大量油气田，可认为在阿斯特拉罕隆起带南坡和西南坡也具备一定成藏条件，应视为勘探潜力较大的目标区。

在该区石炭系、上泥盆统和志留系碳酸盐岩体的广泛发育，为这里形成油气聚集提供了重要条件。这些碳酸盐岩体既具备生油条件，也具备储集层条件，下二叠盐岩层也提供着良好的盖层条件，生、储、盖层情况与阿克纠宾斯克—阿斯特拉罕隆起带的东南坡类似。但这里的碳酸盐岩层埋藏较东南坡相同层位的碳酸盐岩层要深500~1000m。

在这里盐上层系三叠系和侏罗系沥青灰岩和沥青页岩，甚至下白垩统页岩都为有效源岩，三叠纪浅海相海滩砂和三角洲砂体，以及下白垩统和古近系浅海陆棚砂都可作为油气储层，而三叠系、白垩系和古近系自身发育的厚层页岩同时具备盖层条件。生油层（盖层）与储集层多为间互出现在地层剖面中。目前在这里盐上地层组合中已

发现了一些油气田，这里经地震已查明的含油气远景构造众多，在盐上和盐下层系都有可能找到新的油气田（藏）。从位置上说南依玛谢夫区块和依玛谢夫区块是两个含油气远景构造区域，也是非常有潜力的区域。

2.4 隆起带典型油气田

2.4.1 阿斯特拉罕凝析气田

2.4.1.1 地质结构和含油气性

阿斯特拉罕油气田位于俄罗斯南部二叠伏尔加河三角洲区域内。邻近里海，是世界上最大的气-凝析油油气田之一，位于俄罗斯境内的阿斯特拉罕油气聚集带上。阿斯特拉罕油气聚集带位于阿斯特拉罕穹状隆起（地块）（图 1-1），以产凝析气为主，油气藏类型为背斜型油气藏（图 2-3），储层为中一下石炭统有孔虫灰岩和藻灰岩。油气田天然气地质储量为 85Tcf、折油 4.85×10^8 t 桶，油气田发现与 1976 年，上世纪 80 年代投入开发。

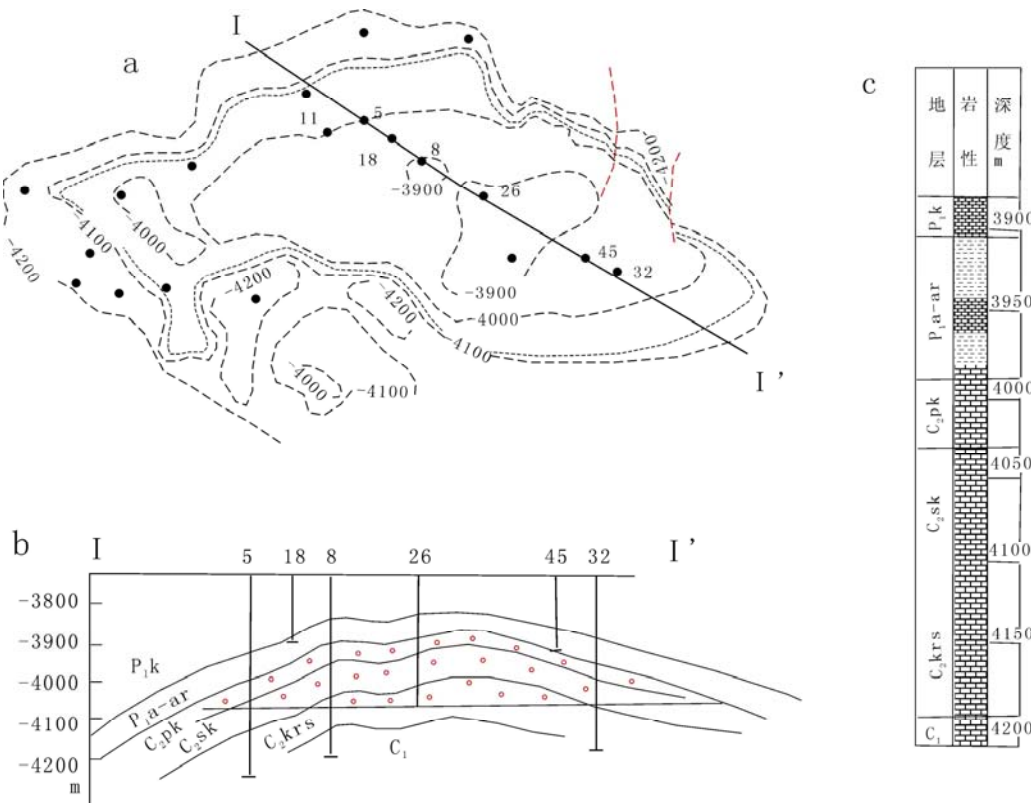


图 2-3 阿斯特拉罕凝析气田 (F. H. 伊万诺夫、O. C. 奥布里亚德奇科夫)
a—巴什基尔阶碳酸盐岩产层顶面构造图；b—沿 I—I' 线的地质剖面；c—产层部分的地层柱状剖面；
层位：C₂krs—克腊斯诺波梁；C₂sk—北克利特马；C₂pk—普里卡马

形成油气田的圈闭为大型盐底隆升上的背斜--构造型圈闭，圈闭构造幅度 350m，

在 4200m 等高线内圈定的面积约有 4500km²。气水界面确定在海拔-4073m。产层主为中石炭统的巴什基尔组碳酸盐岩层序，储层为碳酸盐岩台地上发育的叠层石碳酸盐岩层，没有明显的裂缝或者白云化的痕迹，而且区域内也没有大的断层。孔隙类型主要是碳酸盐岩的原生孔隙，同时具相对比较低的渗透率，平均孔隙度约为 8%~11%，渗透率 0.4mD~1mD。

剖面上，该凝析气田可分为三个含油气组合，即下石炭统维泽阶—中石炭巴什基尔阶碳酸盐岩含油气组合（图 2-4），上泥盆—下石炭统土尔涅伊组碳酸盐岩含油气组合，以及中—上泥盆陆源碎屑岩含油气组合。这些含油气组合的构造平面相一致，反映了阿斯特拉罕油气聚集带与大地构造和沉积构造有关。以生物碎屑灰岩为主要产层，属于浅海陆棚相生物礁沉积，主要储层岩性为有孔虫灰岩和藻灰岩，孔隙度为 6%~10%，平均渗透率 2.3mD，规模巨大的石炭系“半岛”式碳酸盐岩沉积成为了绝佳的油气储层。盖层为总厚 70~150m 的下二叠统泥岩、放射虫岩和白云岩。区域性流体封隔体为空谷阶硬石膏和盐岩层。

阿斯特拉罕凝析气田迄今为止共钻井 164 口，产油气井 113 口，最深探井为 Ast-1 井，井深 4853m。最终可采储量为 $2.69 \times 10^{12} \text{m}^3$ 气和 $4.76 \times 10^8 \text{t}$ 凝析油，产油面积达 2758km²，气藏构造闭合高度 160m，油水界面深度约-4073m。气藏整体含气相对酸性，组分为 50%~55%甲烷、22%~24%的硫化氢、20%~22%的二氧化碳和最多 3%的氮气，天然气中还含有接近每 mmcf 接近 40 桶凝析油（对于这些信息在此次分析油气田资料中并没有井资料证明）。中石炭统巴什基尔阶气藏中天然气具有异常高的硫化氢（20.07%~33.0%）和二氧化碳（8%~27%），低含量甲烷（50.5%~61.9%）。凝析液的含量为 417g/m³，凝析油密度 0.812g/cm³，饱和压力 8586 Psi。储层温度为 105~110℃，具有异常高压性质。

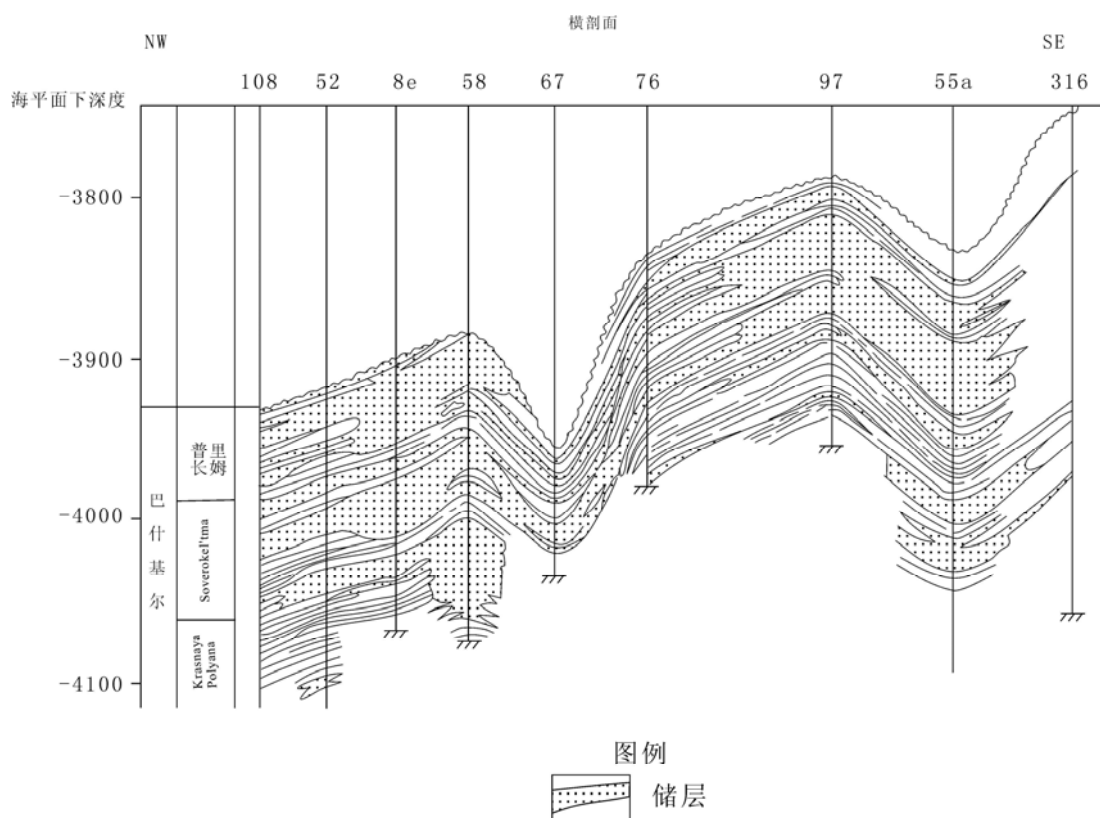


图 2-4 滨里海盆地阿斯特拉罕地层地震横剖面及储层垂向分布图（资料来自 IRIS21 数据库）

2.4.1.2 形成模式

阿斯特拉罕凝析气田，已生成的烃类聚集在石炭系的储层中，但是石炭系和二叠系之间的区域性强烈剥蚀促使含水系统脱气，并把过去的油气藏破坏。二叠纪，侏罗纪，白垩纪，特别是阿斯恰格尔期的回返运动中，含水系统的溶解气分离为游离相，并逐渐向块状储集体的下倾方向排挤石油。在含气部分有许多油膜可证明此点。在早二叠世，穹状隆起及其相邻区被强烈剥蚀。阿斯特拉罕构造在空谷期盖层形成以后得到加强，在中生代和新生代多次发生上升回返运动。仅中生代回返运动中就大约上升了 600m，导致层压的急剧下降，使得地层水中的溶解气大量脱出。石油的轻馏分溶解在天然气中而造成凝析气，其凝析油含量高达 $600\text{cm}^3/\text{m}^3$ ，产生异常高压，在 4km 深度达 63MPa。凝析气藏位于受到强烈剥蚀的碳酸盐岩层的上部，这说明该凝析气田是在空谷期以后形成的。在浅部的盐上层序没有沥青，油或者气。这表明了区域盖层的有效性，全部的烃类都被封闭在盐下的储层里。

2.4.2 田吉兹油田

1979 年，在哈萨克斯坦境内中—下石炭统的礁灰岩中发现了举世闻名的特大油田——田吉兹油田。它位于南恩巴构造隆起的卡腊通—田吉兹油气聚集带内，盆地南部

里海的东北沿岸。该带属于上泥盆统—石炭系碳酸盐台地，主要由一些大型的生物礁体构成(图 2-5，图 2-6)。发育的这些礁体在近东西方向上扩展延伸，形成规模为 $50 \times 15 \text{ km}^2$ ，幅度大于 1000m 的沿海堤垣生物礁建造，为大型生物礁型油气田（藏）。剖面中含油井段现已超过 1500m。油藏呈块状，分布于上泥盆统至中、下石炭统碳酸盐岩中，埋深 3900~5400m。该碳酸盐岩块体以高角度地层不整合被下二叠统阿丁斯克组泥岩和空谷阶盐岩所覆盖。

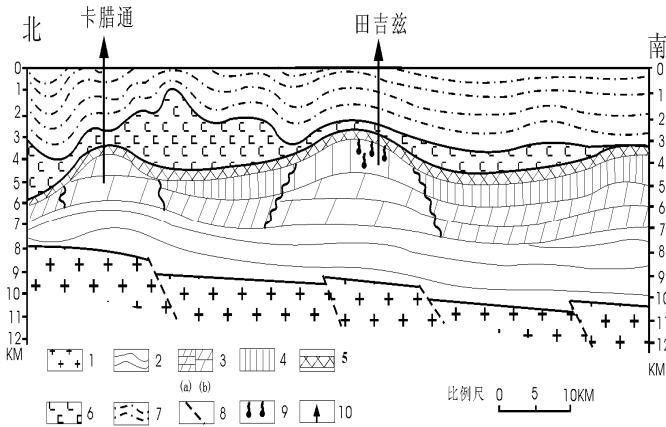


图 2-5 卡腊通—田吉兹油田横剖面图

1—基底；2—早一晚泥盆统；3—中石炭世—阿舍利期巨型复合体：a 碳酸盐岩；b 生物礁灰岩；4—纳缪尔期沉积物；5—阿丁斯克期沉积物（暗色、压实好）；6—空谷期含盐层序；7—晚二叠世—中生代碎屑岩；8—主断层；9—烃类（田吉兹油田）；10—井。

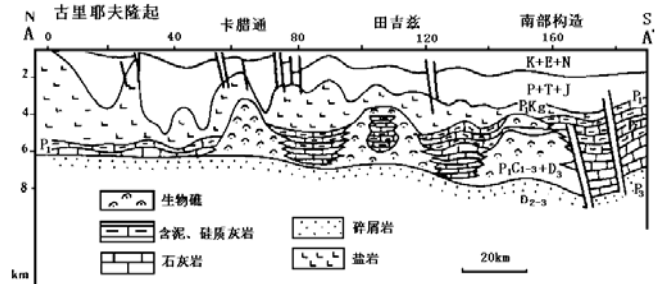
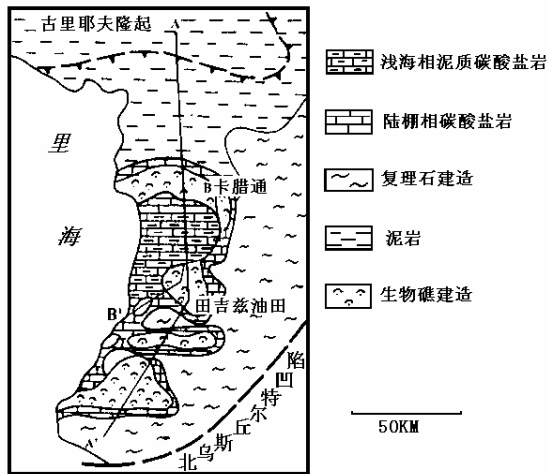


图 2-6 古里耶夫隆起—田吉兹—盆地南部石炭系岩性岩相图 (a) 和区域地质剖面 (b)
(据刘淑萱等修改)

2.4.2.1 烃源岩特征

田吉兹油气田生油岩研究程度较高。一般认为该油气田生油岩以中—下石炭统碳酸盐岩为主，上泥盆统碳酸盐岩和下二叠统阿丁斯克阶泥质岩和泥质碳酸盐岩也生油气，只是各自对油气生成的贡献大小不同，中—下石炭统的碳酸盐岩在烃生成中起了主导作用。

田吉兹地区的中—下石炭统与下二叠统阿丁斯克阶的生油岩有机质丰度高，但各

层位有机质含量平均值 0.5%~1.6%，变化范围较大。石炭系碳酸盐岩的有机质含量要比下二叠统泥岩的高。石炭系富含固体沥青和暗色沥青质的灰岩有机碳含量最高（24%~54%），含沥青生物碎屑灰岩次之（平均 2.04%），具有粘土夹层的灰岩最低（<1%）。田吉兹油田阿丁斯克阶生油岩厚度达 300m，分布面积为 400km²，另外还有上千米中—下石炭统以及上泥盆统碳酸盐岩生油层，因此，该油气田源岩分布层位多，油气源丰富，具有巨大的生烃潜力。在田吉兹油田的东部尤比列依地区和盆地的西部乌普利亚莫夫地区的中石炭统至阿丁斯克阶有类似于田吉兹油田阿丁斯克阶的优质生油层。

田吉兹地区盐下层序下二叠统阿丁斯克阶和石炭系的有机质为 I 型和 II₁ 型。

盐下生油岩中有机质的热演化程度范围较广，下二叠统 Ro 一般为 0.65%~1.0%，古地温 125~175℃；石炭系的 Ro 为 0.65%~1.16%，古地温 125~200℃。反映出该区盐下层阿丁斯克阶和石炭系的生油岩正处于成熟阶段，形成成熟的原油。

2.4.2.2 储层特征

田吉兹油田钻井揭示的含油井段埋深为 3900 m~5400m，分布于块状碳酸盐岩层系中，含油碳酸盐岩块体顶面及层间有剥蚀面，即石炭系与二叠系之间有剥蚀面。块体顶部和礁翼斜部均被泥质岩与泥质碳酸盐岩所包围，其上面被空谷阶含盐岩系所覆盖，剖面呈现古生界海相碳酸盐沉积的盐下层系与中、新生界陆相沉积的盐上层系。古生界厚达 6~15km，储集岩以碳酸盐岩为主，亦有部分碎屑岩。

陆棚相灰岩（生物礁）组成了碳酸盐岩块体的主体。同时在剖面的个别层段中发现有生物礁相孤立的礁体，在其周围分布有已经固化胶结了的礁体破坏的产物。虽然无论横向上，还是纵向上，均发现了储集层的类型和性能有明显的不均质性，但在整个碳酸盐岩块体中，灰岩的矿物成分是比较均一的，皆以生物碎屑成因为主。

田吉兹油田碳酸盐岩储集层形成于距海岸线较远、水体较稳定的陆棚地区，为开阔海陆棚相及陆棚浅水和潮间带。发育有大量生物群—珊瑚、苔藓、海绵、蠕形动物、有孔虫、腕足类、海百合、藻类和其它生物，并有碳酸盐岩的生成作用。自泥盆世至中石炭世时期，田吉兹地区为一地势高且平坦的碳酸盐台地，先后形成法门组、杜内组、维克组、谢尔普霍夫组（此区域相对发育）、巴什基尔组碳酸盐岩，整体为浅水陆棚相，适于生物礁的形成，谢尔普霍夫时期生物礁最发育、厚度达 254m。

本区碳酸盐岩储集层的原生微结构—生物结构具备形成优质储层的内在条件，构

造成因的裂缝性、不整合造成的淋滤与溶蚀、埋藏而成的重结晶、白云岩化和硅化等作用对储集层的改造亦起决定作用，工区造成溶蚀、淋滤、重结晶等作用的物理—化学过程发育比较活跃。工区生物礁分布的不均匀性和后天改造--后生作用对岩石改造的不均匀性决定了储集层的非均质性。

已勘探部分碳酸盐岩块体的研究显示，上泥盆统～中石炭统生物礁灰岩为主要产层，含油高度约 1550m，优质储层为孔隙-溶洞-裂缝型储集层，其埋深 3867~5415m、孔隙度 10~24.5%、渗透率 $10\sim1500\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。储集层的孔隙度变化范围很大，由 1%~2%至 15%~25%，渗透率也是不均一的，平均孔隙度为 6.3%，平均渗透率为 10mD。目前尚未发现储集性能随深度变化，但在 3900m~4600m 深度段发现有强烈的淋滤与溶蚀形成的孔、洞，存在着高孔与高渗带，这和前二叠纪的长期间断、地表因素作用和土壤水的渗透作用有关。同时构造变形作用对次生孔隙的形成作了重要贡献。

在滨里海盆地东南部结晶基底的块断活动，整体上控制与形成了沉积盖层和独立的含油气盆地的现今面貌。在海西期长期间断阶段（早二叠世），使后来储集层的孔渗性能得到了一定程度的改善。整个碳酸盐岩块体的灰岩矿物成分是比较均质的，以生物碎屑成因为主，岩石的原始微结构被后生作用强烈改造。广泛发育的裂缝、淋滤孔与溶孔使储集层具有良好的储集性能—形成优质储层。

考虑到田吉兹油田碳酸盐岩基质及其储集性能的各种微观与宏观的不均一性，可将储集层划分为三种基本类型：

第一类储集层，所有基质均是渗透性的，并被一些淋滤孔、微溶孔和大溶孔洞所贯穿的碳酸盐岩属此类，孔隙度大于 7%，石油既沿裂缝又沿裂缝间的基质渗流。

第二类储集层，沿新生裂缝发育有窝状淋滤孔与微溶孔的碳酸盐岩属第二类储集层。这些岩石碎屑之间被不渗透基质所分隔，孔隙度 3%~7%，仅靠裂缝渗流。

第三类储集层，包括最致密的灰岩，在这类灰岩中实际上没有发生过淋滤作用。灰岩基质中的原生孔隙已被残余水充填，而石油仅存在于切割基质的裂缝中。孔隙度小于 3%，岩石基质实际上是不渗透的。

巴什基尔组储集层：主要由致密生物灰岩组成，淋滤作用与裂缝的生成对改善储集层的岩石物性起决定性影响。在此储集层中发现了上述所有的三种类型，以第二类储集层占优势，最高石油产能为 240t/d。

谢尔普霍夫组储集层：为生物灰岩，原生孔隙与裂缝常被固体沥青所充填。第一类储集层仅保存于构造隆起部位，第二类储集层分布于构造北部，第三类储集层位于构造西部。

维泽组储集层：强烈淋滤作用的造成次生孔、洞特别发育，具有良好的储集性能，以第一类储集层为主，石油产能最高，为 450~1000t/d。在孔隙度为 3%~5%的重结晶细粒灰岩中发现了许多被沥青充填的缝合线。

亚斯诺波梁组储集层：研究较低，第二、第三类储集层为主，储集性能差。

泥盆系储集层：仅在三口井中钻遇，为生物礁灰岩。其中发现有溶蚀现象，并形成溶洞与次生孔洞，有依据可以推测在深 5500 多米以下仍可能存在有利的储集层。

2.4.2.3 石油储量

1979 年发现该油田，研究认为其含油面积 270km²。1986 年前苏联国家储委批准，该油田石油地质储量 31.33×10⁸t，石油可采储量 7.5~11.5×10⁸t。目前估算田吉兹油田的产油面积 580km²。

2.4.2.4 地层流体

据现有资料，田吉兹油藏为包括泥盆系与石炭系储集层的统一块状油藏、原始地层压力为异常高压（盐下层系油层部分地层压力为静水柱压力二倍），深 4000m 的地层压力达 80MPa。深 4000~5500m 的地层温度变化为 105~116℃。石油密度约为 0.8017g/cm³，含硫量低，油藏中无气顶，原油远未饱和，饱和压力约为 25Mpa。伴生气中硫化氢含量很高，达 18%~22%，二氧化碳气的含量约为 5%。在含油段的孔隙空间中存在着大量固体沥青，这是田吉兹油田的突出特征之一。油藏的油柱高度 1500m、饱和压力约 25Mpa，储层的平均孔隙度 6.3%与平均渗透率 10mD、其裂缝发育。

目前在田吉兹油田的盐下地层中尚未见地层水。在位于该油田西北 39km 的卡腊通构造自下石炭统灰岩深 4200~4300m 处曾获地层水，水的矿化度为 270~300g/L。据此推测，田吉兹油田盐下层系地层水的含盐度将与之近似。田吉兹油田深约 800m 的盐上层系白垩系的地层水的矿化度为 130g/L，盐上的非含油岩系以正常静水柱压力为特征。

田吉兹油田是工区邻近区域发现的巨型油田，为一大型生物礁型油气藏，剖面中

超过 1500m 含油井段也未揭示油水界面。油藏呈块状，分布于上泥盆统至中、下石炭统碳酸盐岩，埋深 3900~5400m。礁体的灰岩矿物成分单一，以生物碎屑成因为主。岩石的原始微结构被后生作用强烈改造，广泛发育的裂缝、淋滤孔与溶孔。此油气田的盖层和源岩及其它成藏条件是特别优良的，储集层是成藏的主要因素，生物礁和不整合是形成优质储集层两个有利条件。

目前，该油田由 Tengizchevroil 操作，1994 年投入开发，石油年产量从 1997 年 $500 \times 10^4 \text{t}$ ，增加到 2002 年 $1310 \times 10^4 \text{t}$ 。累计产量约 $7500 \times 10^4 \text{t}$ 。从 2002 年起注伴生气 $20 \sim 30 \times 10^8 \text{m}^3$ 保持地层压力，2005 年石油年产量达 $1900 \times 10^4 \text{t}$ ，不完全统计 2010 年生产原油 $3200 \times 10^4 \text{t}$ 。

根据分析，2012 年高峰产量可达 $4000 \times 10^4 \text{t}$ ，稳产 5 年，稳产期末可采储量 ($95000 \times 10^4 \text{t}$) 采出程度超过 50%，之后按 10% 递减，截至到 2022 年，累计采出 $65658 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 69.1%。

3 南依玛谢夫及依玛谢夫油气田勘探及油气特征

3.1 依玛谢夫油气田特征与勘探

3.1.1 概述

依玛谢夫区块位于哈萨克斯坦西部阿特劳州库尔曼格京区，在伏尔加河和乌拉尔河交界的西南部，紧邻伏尔加河三角洲，位于俄罗斯城市阿斯特拉罕东北偏东 60km，阿特劳州的哈萨克（Kazakh）市西南 250km。此油气田是坐落于滨里海盆地西南边界地带的大型（气-凝析油）油气田，哈俄边境在油气田的北部边界地区，2005 年 1 月，两国总统确定了各方在油气田上的边界。

该区域经过现代侵蚀过程，为半荒漠化平原。地区内水网、湖泊网络发达。春汛时，伏尔加河水涨满，到处是遍生芦苇的沼泽。其他地方植被稀少，多以耐旱草本植物为主。平时河水充满低地，周围一般为沙质高地。地势海拔从 -21.5m 至 -12m 到 -18m。夏季多数河流干涸，其中最大的是基加齐河，水面线为 -25.4m 至 -25.8m。

第四纪地层中富含地下水，含水单层厚 1.5m~2m，流量小，矿化度高，不适合饮用。

伏尔加河的支流通过加纽什基诺，此处的饮用水水源来自阿特劳至加纽什基诺的管线，通过加纽什基诺水泵站输出。钻井所需的生产用水常打水井获得。

该区域气候为显著的大陆性气候，昼夜温度和季节温度变化幅度大，冬天 -18~-30℃，夏天 +35℃。大气年降水量小，年均 170mm~250mm，蒸发率高。由于是局部草原性地形，每年中有风的天数很多，以东南风向和西南风向为主风向。平均风速 4~7m/s。

该区域内人口稀少，经济不发达。居民主要从事畜牧业。基本上，该地区所有居民点都分布在阿斯特拉罕至阿特劳的铁路沿线。

从 1974 到 1984 年油气田进行了各种 2D 地震作业，自 1985 年开始进行钻探。1985 年完成了探井 G-I，完钻深度 3813m。这口井钻穿了气层，在 1990 年 4 月完成了测试。上世纪 90 年代勘探工作由 EmbaMunaiGas 完成，储量已经上报国家储量委员会。

依玛谢夫区块的探井是由古里耶夫油气地质勘探局下的滨里海石油勘探队完成

的，当时驻扎于阿特劳市边的普里多罗日镇。技术材料基地、维修基地、西哈州地球物理勘探队等单位也都位于该镇。钻井设备材料、以及井队所需的食品和饮用水从该基地通过公路运输和空运至工作现场，航线距离 270km。

1997 年 12 月，Kazakh 公司和 MunaiGas，获得了油气田中的 Kazakh 区块 40 年的勘探权，然而 2003 年阿拉木图法院撤消了 MunaiGsa 的勘探权并把勘探权移交给了国有公司 KazMunaiGaz。

2010 年 9 月俄哈签订了关于依玛谢夫油气田的跨境预测、勘探和研究的政府间协议。根据 2011 年 1 月 17 日签订的协议中的储量进行预测和勘探。

依玛谢夫油气田的可采储量（官方）：

C1+C2 类型的气..... $1721 \times 10^8 \text{m}^3$;

C1+C2 类型凝析油..... $2.76 \times 10^8 \text{t}$ 。

3.1.2 区块及邻近区域油气地质特征

3.1.2.1 区块构造和沉积层序分析

依玛谢夫油气田是哈萨克斯坦共和国境内第二大的油气田。在构造上，该油气田位于阿斯特拉罕长垣的东南，并且与一个简单的小背斜相连，这个小背斜的规模约为 7km~14km，构造幅度是 276m。气水界面深度海拔-4073m，盖层是 15m 厚的页岩。整个构造都在二叠系空谷阶含盐层序之下。油气田似乎和阿斯特拉罕油气田相连，二者具有统一的油水界面。也和阿斯特拉罕油气田相类似在早期钻探过程中盐上地层中未发现油气显示。

P-52 井及 P2 井部署在依玛谢夫油气田内，钻井证实区块内岩盐穹窿特征明显。盐构造及盐上隆起构造发育，在深部具有穹窿间凹槽，是由厚度较大的中生代层序填充凹槽的，凹槽至穹窿的过渡带的盐上沉积厚度具有明显的梯度性。区块自北向南岩盐穹窿构造起伏明显减弱，这一点已通过重力勘探得到证实，也通过附近的布扎奇工业磷铝石区带生产得到证实。

近些年新钻井（P-52 井为代表）和开展重力勘探及详探工作，对属于阿斯特拉罕东南部目标区块的构造有新认识，明确了依玛谢夫油气田所在构造---考尔敦构造。考尔敦中部表现为鞍部构造，主要是在其西北和东南部有局部隆起，等值线为-3900 米。目前还没有直接的证据说明在考尔敦区块内有断层。

盐上层序：反射特征对比后盐上层序可划分 4 个反射层古近系底、上白垩统底、neokom 底、三叠系顶，区块内对比性良好。时间剖面东部上二叠统—三叠系剖面反射层可追踪，充填于盐峰间、凹槽内的中新生代地层呈局部化特征，在凹槽边部的倾角比较陡，剖面中部与上二叠统--三叠系层位相似，表现为不清晰的平缓沉积，界限比较明显。

中生代沉积整体上呈现平缓沉积，厚度从依玛谢夫区块至阿斯特拉罕穹隆逐渐加厚，表现最明显的是上白垩统厚度大。古新世剖面也大致如此平缓和加厚，与此同时中部因上部遭受剥蚀，侏罗系沉积层减薄，该区块符合 Zavolzh 盐下褶曲特征。

在阿斯特拉罕穹隆东南部也发现上侏罗统层序遭受剥蚀，古近纪前的一段时期，岩盐穹隆上部地区上白垩统层序遭受强烈剥蚀，岩盐穹隆表现为起伏的特征，厚度可达 2615m。下部盐间凹槽为上二叠统—三叠系红色砂岩和砂质泥岩充填。其中盐的厚度为 0—几百米。

盐构造运动活跃，盐体特征不稳定，构造起伏较大，含盐层序膏盐层厚度不固定、厚薄不均，岩盐穹隆发育，本区块内存在多个巨型盐丘。

盐下层序也表现为 4 个对比良好的反射层，由于盐构造影响此反射层变弱、常模糊。难以区分出断层，整体断裂及断裂带难于追踪。

工区隆起顶部古生代盐下地层厚度为 0.8~1.5km、3km 甚至更多，追踪结晶基底面相关的折射波显示基底最小深 8~10km。依玛谢夫区块及阿斯特拉罕穹隆盐下层序地层厚度变化不大，上古生代上泥盆统至下二叠统的碳酸盐层比较发育，阿斯特拉罕穹隆东北翼盐下层序碳酸盐岩层向盆地中央拗陷带尖灭，这不同于依玛谢夫区块碳酸盐岩层厚度稳定或加厚。

在 P-52 井东部附近显示的隆起主要发育于下二叠统，该隆起的特征还不清楚，可能与盐构造和盐运动有关，也可能与生物成因沉积有关（礁）。值得注意的是类似的情况在阿斯特拉罕穹隆西部也有出现。

完钻的 P-52 井、P-2 井及其它资料表明依玛谢夫区块中考尔敦区域属于阿斯特拉罕岩层外围部分。

这个古生代巨型隆起（阿斯特拉罕地块）形成时间是根据盐下层序下二叠统沉积界面和中石炭碳酸盐岩层表面遭受剥蚀的情况而断定的。

区域上阿斯特拉罕穹隆构成了阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起的边缘沉积体，邻于乌拉尔斯克及南部磷铝石区向斜带，位于 Mezhdureche 乌拉尔—伏尔加南部的 Novabagatin 区带也属于此沉积体。可认为阿斯特拉罕穹隆构造应于早二叠前形成。

早二叠时期，经过长时期的剥蚀（可能是地下水剥蚀），阿斯特拉罕穹隆上古生代沉积进入快速地下沉、可容空间加大，像滨里海盆地中部一样，而成为聚集深水沉积的场所，形成沉积物汇聚的沉降中心。这与 Karpin 山脉的造山运动阶段相符，抬升运动伴随着邻区的下陷，包括阿斯特拉罕穹隆南部，并形成山前拗陷和褶曲，填充了较厚的下二叠统海相沉积物。

3.1.2.2 盐上层序含油气性分析

盐上层序含油气性既类似于乌拉尔-伏尔加河 Mezhdureche 区域，也与滨里海盆地西南部分区域相似，主要地层为三叠系、中-上侏罗统、白垩系，目前整个剖面从新近系-第四系至三叠系都有油气显示。

三叠系层序中主要储集岩为下三叠统砂岩、含泥砂岩，上三叠统砂砾岩、灰绿色泥质砂岩（Ekskene、Sagis、Kulsary 等）。按照三叠系生产层序划分，研究区域包也包含在盆地西南生产区内。Bugrin 气藏产自中三叠统，安尼阶（Aniziy）碳酸盐岩夹层为储层，有效孔隙度为 2.6%、有效厚度为 14m~41m。Bugrin 气藏在生产中发生过天然气井喷。

Chapaev 气藏产层为下三叠统 Baskunchak 层（Bogdin 岩系）碎屑岩与碳酸盐岩层，储气层岩性的砂岩及泥质灰岩，地层厚度为 5 m~50 m。砂岩储层有效孔隙度达 20%，天然气渗透率达 511.5mD，产气量为 $28.5-82.5 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 。在 Chapaev 气藏和 Shadzhin 气藏生产中曾发生过天然气井喷。

Shadzhin 气藏产自下三叠统（Vetlush）泥质砂岩层，盖层为上覆泥岩。储层为浅灰色、红色细粒泥质砂岩，其分选较差，多孔段发育，不均质强，有效孔隙度为 7%~10%，渗透率 0.1~0.3 mD，中孔低渗储层天然气产量为 $82.2-110 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

在 Kameshit 和 Zhanatalan 气田也发现了三叠系产气现象，目前正开展气藏勘探工作，寻找岩檐圈闭构造。在依玛谢夫由于储层泥化现象严重，储层孔隙度和渗透率非常低。只是对 Korduan P-2 和 P-52 井的测井资料进行了处理，密度曲线与自然电位曲线呈锯齿状，井剖面上砂地比 1/9 或 1/10，气藏岩性为泥质砂岩与粉砂岩。有效孔隙度在 2.3~4.3%和 6.5~7.9%，整体储层孔隙度较低，砂体呈透镜状分布。 目前没有

较好的油气显示、也不见工业油气层。

在 Ural-Volga 区域 Mezhdureche 区块下侏罗统没有工业油气层。中侏罗统层序为第一优先级别的产层，邻近区域发现油藏（田）数为 4-16 个（Kulsary、Koschagel、Morteshi、Rovnoe、Bazhay、Karatobe、Baklaniy 和 十月等油田）。储层岩性为疏松的砂岩，胶结程度差，夹泥质粉砂岩薄层或与其呈薄互层。砂岩储层孔隙度为 24%~37%、渗透率为 10~2488mD，产层厚度在 0.6m~57m。依玛谢夫区块的 Korduan P-2 和 P-52 井下侏罗统砂岩储层总厚度为 20m、上侏罗统砂岩储层厚 80m，取心段未发现油气显示，测井曲线也没解释出油气产层段。

在 Ural-Volga 区域 Mezhdureche 区块主要的含烃类层序为下白垩统(apt-neokom)（Martesh, Rovnoe, Bazhay, Karatobe, Banlaniy, 十月油田等），一部分油气层为上白垩统（Marteshi, Zhananalap）。在 Korduan P-2 井白垩系段电测曲线中发现井径扩大 0.16m、电阻率较低，解释为砂岩层，为高矿化度水，有效孔隙度为 14.9-28.9%，未发现含工业油气特征。

3.1.2.2 盐下层序含油气性分析

目前依玛谢夫区块盐下层序发现油气主要产自巴什基尔时期的生物灰岩和白云岩中，孔隙类型多样，既有原生孔隙也有白云化形成的次生孔隙，平均孔隙度约为 9.5%，平均含气饱和度 83%。油气田中央区域的气层有效厚度为 34~58m。

阿斯特拉罕穹状隆起的盐下层序最上部含油气层为下二叠统空谷阶 filippov 层，岩性为碎屑岩-碳酸盐-硫酸盐岩层，此层中子伽玛值较高，下部层位见到油流。

根据侧向测井资料划分两个基准层，伽玛值升高；这两个层为白云质灰岩，结晶程度不一样，裂缝发育，下部标定为碎屑岩夹层。阿斯特拉罕凝析油田在钻探时发现油气显示，在以下单井见油气流：32、43、16、51、52、60、62、72、84 及 Pioneer 1 井，在开发井 113 井 3804 m~3824 m 井段开始时天然气自喷、产量为 $300 \times 10^3 \text{m}^3/\text{d}$ ，然后观察到油流、产量为 $100 \text{m}^3/\text{d}$ 。此井油质较轻，密度为 0.86，含蜡量为 9%，含硫 0.83%、胶质 9.8%、沥青 0.3%，不含硫化氢。油气显示是以泥浆脱气、气测值升高的形式体现的。

阿斯特拉罕凝析气田在 14 号探井 filippov 层收获岩心，浸满沥青，油层厚为 4.2 m~5 m 之间，孔隙度为 6.03%~12%，储层类型为裂缝孔隙型。油流出自下部层位，油质较轻，不含硫化氢，推测认为烃源岩为深层 Assel-artin 层。此井天然气与上部地

层有关,是由于巴什基尔下部气层烃类向上运移形成的,天然气中含硫化氢。此井在依玛谢夫完钻井中 filippov 层也确定了依玛谢夫含油气的特征。测井资料只是在 G-4 井处理过,测井资料没有划分测试层位。因此依玛谢夫在后续油田开发过程中应将精力放在 filippov 层序开发生产,并测试几个层来了解各小层含油气特征。

依玛谢夫盐下层序中石炭统含油气潜力也很高,在依玛谢夫 G-1 井和 G-4 井此层位发现了天然气,并形成凝析油藏。中石炭统凝析油气藏参数确定主要依靠北 Keltmen 和 Pricam 碳酸盐岩凝析油藏的储量计算。它们为块状油藏,主要是北 keltmen-priman 区域内有机质沉积形成的。

依玛谢夫油气田盐下层序井测试结果和阿斯特拉罕凝析油田相关井测试结果相近,产凝析油气特征也相近。阿斯特拉罕凝析油田 8 井在测试 3936m~3945m 井段时,16mm 油嘴工作制度下、天然气产量为 $680 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$,在 28mm 油嘴工作制度下产量为 $930 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 。在依玛谢夫油气田 4 井酸化后在 4044m~4012m 井段射孔后,8mm 油嘴工作制度下的产量为 $263 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$,而在 14mm 油嘴下 $418 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$,井底压力分别为 24.71 和 40.45 兆帕。另外依玛谢夫油气田天然气中硫化氢的含量为 15%~17%,与阿斯特拉罕天然气凝析油田(中部可达 30%)周边井的情况接近。G-4 井储层渗透率为 0.7mD,天然气组分为:甲烷将近 70%、乙烷 3%、丙烷含量稍大于 1%、二氧化碳 2%、硫化氢为 15%~17%,其他组分为 2%~2.5%。4mm 油嘴时天然气产量为 $71 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$,凝析油产量为 $25 \text{ m}^3/\text{d}$ 。凝析油天然气系数为 $350 \text{ cm}^3/\text{d}$,水的稳定产量为 $21 \sim 27 \text{ m}^3/\text{d}$ 。比重为 1.061 g/cm^3 ,水的矿化度为 93.5g/l,水的类型为氯化钙型水。

依玛谢夫 G-4 井测井与解释工作是由多个单位完成的。测试结果 4012 m ~4062 m 为储层发育段,见不均匀油气显示,储层岩性为灰岩,其白云化现象不强烈,为孔隙型和孔隙-裂缝型储层。按照渗透-孔隙特性及饱和特征,根据测井数据可将其划分为几个不同类型油气储层段(产层段)。4012 m ~4024 m 井段为孔隙型储层段,为纯灰岩储层,电阻率为 45-150 欧姆,孔隙度为 6.5-9.5%,饱和参数为 7-10,中子伽玛系数为 75-85%,该层段解释为产层。4026-4033 m 井段,电阻率为 40-60 欧姆,孔隙度为 10.2-13.5%,充满系数为 82-88%,灰岩白云化程度弱,孔隙-裂缝型储层,该段烃类饱和度极高。4033.4~4044 m 井段,具有较好的油气藏物性,电阻率为 25-40 欧姆,孔隙度为 10-13.8%,饱和系数为 66-85%,储层类型为裂缝孔隙型,电阻的局部降低是受裂缝及泥浆盐水滤液的侵入带造成的,该段含烃饱和度极高,储层藏具有最好的电阻值。4046-4053 m 井段,孔隙性储层,灰岩储层电阻值为 30-38 欧姆,孔隙度为

11.2-12.6%。4053.7-4062 m 井段，孔隙度为 10.7%，没有裂缝特征，电阻值为 27-15 欧姆，饱和系数高、达 70-50%，为孔隙型储层。

依玛谢夫 G-4 井 4012 m ~4062 m 井段除以上能见油气的层段外，还有 4024-4026 m、4033-4034.4 m、4044-4046 m、4061.7-4062.8 m 多个井段为致密灰岩段，孔隙度为 1.5-2.5%，没有裂缝特征，为非储油气段，为致密岩石段、非储层段。

依玛谢夫 G-4 井 4062.9-4073.4m 井段，测试为水层。

依玛谢夫 G-4 井测井资料的综合解释证明：剖面主要为纯灰岩，剖面局部表现为声幅曲线和中子伽玛曲线不正常，表明矿物组分可能发生了变化及碳酸岩孔隙空间变化，高孔隙度储层声幅局部升高，很可能是由于声幅值受到了天然气的影响而变化。

依玛谢夫 4 井在 4012 m 打开了产层，储层有效厚度累计为 44.4 m。

4000 m 深处的泥浆电阻值在 94℃时为 0.045 欧姆，气水界面根据测试结果标定深度为 4062 m。气水界面区域覆盖致密的碳酸盐地层，这样就导致气水界面位置的某种不确定性。过渡带为 4062.6-4066 m，孔隙度为 9.9%，含水饱和度的平均值为 26.9%，油气饱和度系数为 73.1%。

从 G-4 井测试信息可以得出 9.2mmcf/d 的天然气产量和 500bbl/d 的凝析油产量；在 4012m~4044m 这一层气流量变化很大，最小从 2.5mmcf/d(4mm 管)至最高的 14.8mmcf/d(14mm 管)；凝析油也同样有变化，从 195 到 624 bbl/d。凝析油含量 224.2g/m³ 密度 805-807kg/m³；原始地层压力为 55.7Mpa，温度 107℃。天然气组分为甲烷 62%~66%、乙烷 2%~4%、硫化氢 15%~16%的，二氧化碳约 11%和大约 5%氮气。天然气中还含有接近每 mmcf 接近 40 桶凝析油。本次研究区和阿斯特拉罕油气田相连，但是天然气中的水和二氧化碳含量比起阿斯特拉罕油气田要更低。

Korduan 及依玛谢夫完钻井的测井资料综合分析借助于阿斯特拉罕的数据，便于地质工作者建立产层地质模型。与此同时在依玛谢夫专家对地质地球物理资料进行了综合解释。同时利用了所有地球物理法（地震勘探法、重力勘探法、电法勘探、磁法勘探），也利用了测井与钻井资料，同时利用了部分地质-地球物理特征绘制了一系列相关图件（共 23 副）。

下二叠统砾岩层下面覆盖着 filippov 层碎屑岩-硫酸盐沉积，为泥岩、砾岩、石膏、白云岩及岩盐夹层互层。形成于深海相沉积，岩心缺乏喀斯特现象与沉积特征，未见

到块状油气藏，也许是裂缝型油气藏较发育和沿着裂缝有一些物质浸出。在依玛谢夫钻井时在 filippov 层下部发现钻井液中天然气含量升高。

在依玛谢夫钻穿 filippov 层时也发现了泥浆脱气现象及气测值升高，初步断定油气是在下部层位，未细分出 Filippov 层是否含油气。虽然从探井的 filippov 层出油气的可能难定，但钻开发井时应该重视取心和对高伽玛值地层的测试。

Assel-artin 碎屑岩-碳酸盐岩地层为深水沥青层与含硅泥质碳酸盐互层韵律，没有含油气特征，也未发现块状油气藏，可能是有利的烃源岩层。

依玛谢夫古生代盐下层序含油气是通过钻探 Korduan 参数井（P-52 和 P-2 井）及钻探依玛谢夫预探井（1 井和 4 井）发现的。区域上碳酸盐下巴什基尔阶储层深度分别为 4143 m、4113 m、4032 m 及 3812 m。Korduan P-52 和 P-2 井已经完钻，根据地震资料重新解释结果判断，打开的石炭系碳酸盐岩层序顶部比阿斯特拉罕气水界面低 43-63 m。依玛谢夫 4 井产层厚度根据测井曲线判断为 50 m 左右，储层孔隙性及渗透特征只是在 P-2 井、P-52 井和 G-4 井做了研究，部分在 G-1 井也做了研究，这些井距离很近。

依玛谢夫油气藏为次生孔隙为主油气藏，储层多为生物灰岩层序，孔隙度较低 5-13%、渗透率也较低（0.026-2.83 mD）。在 P-2 井和 P-52 井中储层在剖面上所占的比例不超过 30%，G-1 井和 G-4 井烃产物凝析气占 60-80%，孔隙类型为晶间孔，主要由于碳酸盐矿物强烈颗粒化和重结晶作用所致。裂缝型油气藏孔隙度较低，微裂缝提高了岩石的渗透率。剖面上致密多孔的岩体的分布与阿斯特拉罕相近。在测试 P-2 井和 P-52 井油气层时出地层水。

依玛谢夫盐下层序储层岩性为褐色和灰色海藻类、珊瑚类、珍珠草、有孔虫、生物碎屑灰岩，在不同层位可见鲕粒灰岩，为溶洞孔隙型储层。

在 G-4 井 4050-4055 段以生物成因灰岩、海藻类灰岩和不纯泥灰岩，胶结作用弱，垂向上上部为疏松、吸水能力强的灰岩，出现次生孔隙发育的高孔隙颗粒型灰岩储层，溶孔直径可超过 7 mm。钻井时在 G-1 井碳酸盐产层上部产生剧烈的泥浆漏失（500 m³），表明喀斯特岩层广泛发育，而此储层白云化作用很弱。

岩石内局部白云化现象发育，但不是产生厚度较大的油气层的原因，在白云化生物灰岩中有效孔隙度可达 9-12%；同时在下维泽夹层与上巴什基尔夹层中硅化现象明显，这是由于含硅的有机生物化石引起的（放射虫、海参的骨片），蛋白石替代了方

解石及有机生物遗体，整个碳酸盐岩垂向上裂缝发育，裂缝宽 1-3 mm。

3.1.3 油气资源评价

为了评价依玛谢夫中石炭统天然气凝析油田勘探任务以及计算 C₁ 级和 C₂ 级天然气和凝析油储量，勘探方案规定完钻 9 口预探井（1-9 号），设计井深为 4300 米。实际完钻 5 口（1 井、4 井、5 井、6 井、7 井）。其中 2 口井打开了巴士科尔气层（1 井和 4 井），其他的井因为井位位于居民生活区和古列夫---阿斯特拉罕铁路线而报废。正是因为这个原因才终止了后续勘探工作。

虽然只有 2 口井钻遇目标区盐下碳酸盐岩层序层，但经过合理利用和处理考尔敦区块已钻参数井的数据，成功地对钻遇地层、尤其是产层进行了详细分层。

在依玛谢夫区块钻勘探井目的是为了揭开中石炭统的油气产层，并计算出 C₁ 和 C₂ 级别的油气储量，各种参数见表 3-1、表 3-2、表 3-3、表 3-4、表 3-5。

表 3-1 阿斯特拉罕油田气水界面绝对海拔数据

井号	气水界面深度 (m)	气水界面绝对海拔 (m)
5	4085	-4094
8	4085	-4096
12	4073	-4082
16	4050.5	-4060.5
20	4083	-4093
25	4064	-4075
依玛谢夫 4 井	4062.8	-4073.4

核算区块储量时气水界面取值为-4073.4 m（根据 4 井）。

表 3-2 依玛谢夫巴什基尔产层天然气孔隙计算

序号	面积(km ²)	平均厚度 (m)	孔隙体积 (×10 ⁷ m ³)
C1 级（依玛谢夫 1-4 井区）			
1	10.3	10	103
2	6.5	10	103
3	21	50	1050
4	7	70	490
5	6	90	540
6	5.2	109	566.8
合计	56	52.59	2944.8
C2 级			
1	9.6	10	96
2	17.6	30	528
3	3.2	50	160
4	3.7	10	37
5	5.9	30	177
6	9.3	50	465
7	1.7	70	119
合计	51	31.02	1582

表 3-3 依玛谢夫 C1 级储量计算参数与储量表（1990 年 10 月）

沉积厚度边界 (m)	平均含气厚度 (m)	含气面积 (m ²)	含气体积 (m ³)
0-20	10	7143000	71430000
20-60	40	13714560	548582400
60-91	75.5	14428860	1089378930
91-124	107.5	7690630	826742725
124-158	141	3809600	537153600
158-185	171.5	1357170	232754655
		48143820	3306042310
0-20	10	10524020	105240200
20-60	40	3976270	159050800
60-91	75.5	1880990	142014743
91-124	107.5	333340	35834050
		16714620	442139795
C2 级储量			
0-20	10	10500210	105002100
20-60	40	23262370	930494800
60-91	75.5	8119210	613000355
91-124	107.5	428580	46072350
		42310370	1694569605

表 3-4 依玛谢夫地层压力数据

井号	射孔段 (m)	压力恢复时间 (小时)	深度 (m)	地层压力值 (兆帕)
25	4085-4076	47	4040	61.29
17	4047-4000	349	4020	60.84
42	3980-3910	398	3050	60.80
45	4040-3964	211	4030	60.87
27	3997-3952	175	3975	60.56
依玛谢夫 4 井	4044-4012	6	4000	62.5

为了计算储量，地层压力取值 61.06 兆帕（地层压力取值深度-4034m）。

该区块储量计算工作始于 1989 年初，当时在前苏联登记的储量数据为：

C1 级天然气储量--- $240 \times 10^8 \text{m}^3$ ；

C1 级凝析油储量--- $388.3 \times 10^4 \text{t}$ 。

C2 级天然气储量--- $830 \times 10^8 \text{m}^3$ ；

C2 级凝析油储量--- $1354.8 \times 10^4 \text{t}$ 。

1990 年登记的储量数据：

C1 级天然气储量--- $1040.44 \times 10^8 \text{m}^3$ ；

C1 级凝析油储量--- $1609.66 \times 10^4 \text{t}$ 。

C2 级天然气储量--- $470.39 \times 10^8 \text{m}^3$ ；

C2 级凝析油储量--- $2257.64 \times 10^4 \text{t}$ 。

1990 年计算时采用有效孔隙度是根据 4 井的 16 个岩心样品确定的，考虑到地温校正等因素，结合测井曲线，取值为 9.5%；天然气充满系数取值 0.74（根据 4 井、37A 井和 45A 井）；地层温度取值 382K（地层温度取值深度-4034 m）；干气含量取值

0.9625；凝析油采油指数平均值取值 0.69。整体上讲，依玛谢夫干气和凝析油 C1+2 级储量分别为 $1510.83 \times 10^8 \text{m}^3$ 和 $3867.3 \times 10^4 \text{t}$ 。

表 3-5 依玛谢夫地层温度数据

井号	测量深度 (m)	温度 K
42	3850	384
27	3975	385
45	4030	384
32	4007	382
73	4011	382
17	4020	382
40	4000	381
依玛谢夫 4 井	4000	380

近期依玛谢夫气田的油气资源评价基于近似于阿斯塔拉罕凝析气田的参数。在此，对 5 号井 3990m~4100m 井段进行测试时，中石炭统巴什基尔阶发生了天然气井喷，流量 $564 \text{m}^3/\text{天}$ （14.8mm 油嘴）。发现的该大型凝析气藏特征为地层压力高，合 $626 \text{kg}/\text{cm}^2$ 。储层孔隙度达 20%、渗透率 40mD。气藏天然气组分特点为酸性组分含量高（ H_2S 含量达 22%， CO_2 含量达 26%）。

通过钻参数井科尔多瓦 P-52 发现，依玛谢夫地层剖面同阿斯塔拉罕凝析气田的地层剖面相似。通过 P-52 井发现，石炭系顶的埋深比阿斯塔拉罕气田的气水界面深 70m（P-52 井的巴什基尔层顶深度为 4140m；阿斯塔拉罕凝析气田气水界面深度 4070m）。

P-52 钻井过程中，在 3715m~3789m 井段发现了油气显示，在 3954m 以下整个井段都有硫化氢的强烈气味。在 4230m~4235m 段岩心有强烈的汽油味道。

根据西哈州钻井研究勘探队对气田地球物理资料的综合解释，认为 P-52 井盐下储层含水。

在钻科尔多瓦 P-2 号参数井时，发现了盐下层的油气显示。自 4050m 至井底 4424m 整个井段的岩心为白云石化的灰岩，有强烈的硫化氢气味。在 4174m~4179m，4193m~4198m，4224m~4229m 井段，有棕色沥青类发现，并带有强烈的硫化氢气味，前两段岩心的萃取物为黄色。

基于阿斯特拉罕石油勘探队获得的俄哈边境依玛谢夫区块 32 号井、37 号井和 45 号井（井喷）的钻井资料，并且资料与阿斯特拉罕凝析气田的实际数据吻合的很好（ $\pm 50 \text{m}$ ），由此可以假设科尔多瓦西北隆起的连续性，同时该隆起有可能进入阿斯特拉罕凝析气田的含气边界。

预计储藏的面积为西北隆起 50 000 000 m²，中部隆起 22 000 000 m²，东南部 45 000 000 m²，卡季耶夫隆起 15 000 000 m²，绍尔坦拜隆起 8 000 000 m²。

含气厚度取值为：西北隆起 25m，中部隆起 10 m，东南部 75 m，卡季耶夫隆起 10 m，绍尔坦拜隆起 10 m。

预计储层的其它参数同阿斯特拉罕凝析气田相似。

不同区域具体储量为

西北隆起：

$$Q_g = 50000000 \times 25 \times 0.1 \times 0.7 \times 0.75 \times 500 \times 0.97 = 318 \times 10^8 \text{ m}^3;$$

$$Q_c = 0.00024 \times 31.8 = 760 \times 10^4 \text{ t}。$$

中部隆起：

$$Q_g = 22000000 \times 10 \times 0.1 \times 0.7 \times 0.75 \times 500 \times 0.97 = 56 \times 10^8 \text{ m}^3;$$

$$Q_c = 0.00024 \times 5.6 = 130 \times 10^4 \text{ t}。$$

东南隆起：

$$Q_g = 45000000 \times 75 \times 0.1 \times 0.7 \times 0.75 \times 500 \times 0.97 = 859 \times 10^8 \text{ m}^3;$$

$$Q_c = 0.00024 \times 85.9 = 2060 \times 10^4 \text{ t}。$$

卡季耶夫隆起：

$$Q_g = 15000000 \times 10 \times 0.1 \times 0.7 \times 0.75 \times 500 \times 0.97 = 38 \times 10^8 \text{ m}^3;$$

$$Q_c = 0.00024 \times 3.8 = 90 \times 10^4 \text{ t}。$$

绍尔坦拜隆起：

$$Q_g = 80000000 \times 10 \times 0.1 \times 0.7 \times 0.75 \times 500 \times 0.97 = 20 \times 10^8 \text{ m}^3;$$

$$Q_c = 0.00024 \times 2 = 50 \times 10^4 \text{ t}。$$

此次评价依玛谢夫区块天然气总储量为 $1290 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油 $3090 \times 10^4 \text{ t}$ 。

3.2 南依玛谢夫探区油气与勘探

3.2.1 区块概况

合同勘探区（南依玛谢夫、依玛谢夫南部构造区、依玛谢夫南部探区）位于哈萨克斯坦-俄罗斯国界边缘阿特劳地区的滨里海盆地，包括区块 XXVII-4（部分）、5（部分）、XXVIII-4（部分）、5（部分）和 6（部分）区块。合同区西部边缘紧邻哈俄边境，南部紧邻里海海岸，西北和依玛谢夫油气田相接，总合同面积为 1,272.6 km²（314,464 英亩）。

这一区域的地质许可证签发于 2006 年 1 月，合同的所有方为哈萨克 AlgaCaspiGas 有限责任合伙企业（LLP）。这一区域拥有良好的基础设施，CPC 输油管道、阿特劳-高加索输气管道和地区铁路均穿过合同区的北部。合同区的南部位于伏尔加河三角洲，没有什么基础设施，但有许多小河、小溪流过，一般情况下很难进入。

南依玛谢夫邻近巨型和超大型油气田，如阿斯特拉罕巨型油气田、依玛谢夫超大型油气田、扎姆巴伊油气田，依玛谢夫油气田介于阿斯特拉罕油气田和南依玛谢夫之间，3D 地震以及其他的很多方法都被用于南依玛谢夫的资源评估。苏联时代由于难于进入到伏尔加河三角洲，苏联重点勘探开发了阿斯特拉罕油气田，合同勘探区在苏联时代未完全勘探。位于阿斯特拉罕油田和合同区之间的伊马谢夫斯基油田已证实，并且准备好进行商业开发。

目前资料已显示了相邻两大油田和工区的构造形态，它们盐下层序可被认为是一个大型背斜构造的三个部分，同位于阿斯特拉罕长垣圈闭及一个油气聚集区（虽然在南依玛谢夫区域尚未钻油气井）。加上对的 3D 地震资料的再次解释可以完成最佳的探井井位的确定工作。

3.2.2 区块地质特征

南依玛谢夫坐落在滨里海盆地西南边缘的碳酸盐岩环礁带上（图 3-1）。合同区域的西北部分坐落在阿斯特拉罕碳酸盐岩台地的东南边缘，东南部分在扎巴依碳酸盐岩台地的西北边缘、主要在近海。扎巴依和阿斯特拉罕碳酸盐岩台地被大型的深断层系统分割，阿斯特拉罕碳酸盐岩台地在工区内是一个三角形，它南边被 karakulsko-smushkovsky 断层系统所限，东北边被区域断层系统所限，东南部边缘在里海海岸（图 3-1）。

阿斯特拉罕地台的地震深度域构造图是由当地的地质学家完成的（似乎是在上世纪 90 年代完成的），本区的有关评价的出版物和其他的出版的区域信息，都是以此为依据的。这些图件显示阿斯特拉罕和依玛谢夫构造在西北部和合同区域内的背斜构造一样。

南依玛谢夫位于伏尔加河三角洲上，被 3D 地震所覆盖。构造的形态可以在图 3-2 中看到，这张图沿着西北到东南的趋势穿过依玛谢夫构造。钻井的依据是阿斯特拉罕背斜段的地震资料。

南依玛谢夫与依玛谢夫油气田之间通过一个位于西北角的狭窄的鞍部相连（图 3-3、图 3-4、图 3-5）。构造幅度接近 250 m，似乎南依玛谢夫区块的油水界面高于依玛谢夫油气田（图 3-3、图 3-4）。

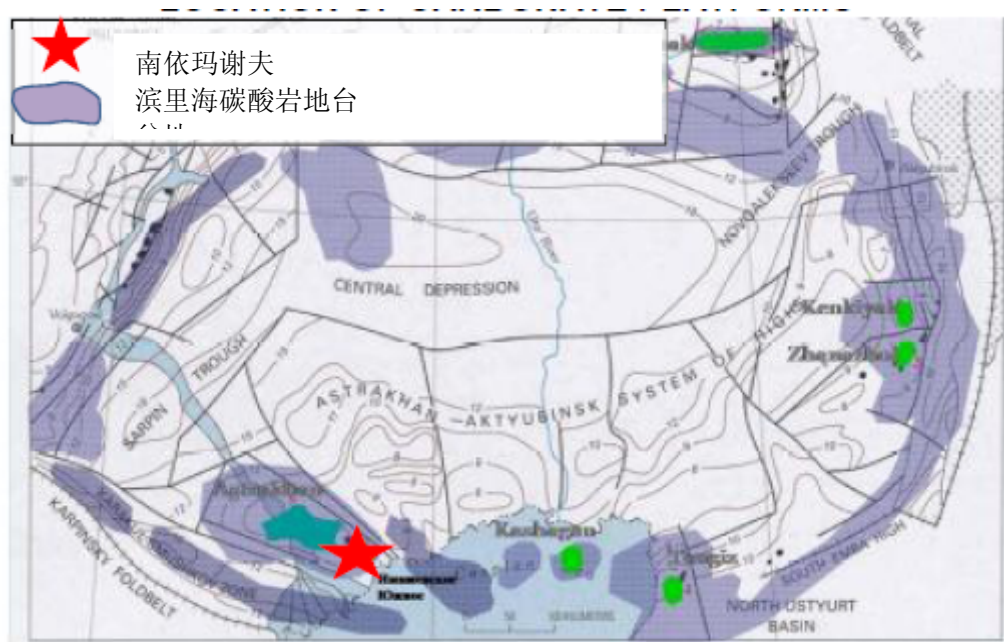


图 3-1 滨里海盆地及南依玛谢夫位置与碳酸盐岩台地分布图

根据区域资料和 3D 地震制作的图件，得到了以下几点结论：

- （1）南依玛谢夫位于泥盆-石炭纪的阿斯特拉罕碳酸盐岩断块之中（图 3-2，图 3-5）。
- （2）南依玛谢夫的潜在储层可能是阿斯特拉罕 C2b 巨型储层的一部分（图 3-5）。
- （3）阿斯特拉罕穹状隆起上有若干个已经发现的含气构造：依玛谢夫油气田，Devonskoye 油气田，Volodarskoye 油气田等。
- （4）最近的钻遇 C2b 储层的井是依玛谢夫#4 井，气水界面-4070m（依玛谢夫油气田）。
- （5）南依玛谢夫比依玛谢夫油气田有更高的海拔，使勘探更加乐观。

工区地层和盆地一样可分为三个层序，盐下层序、含盐层序和盐上层序（前述），南依玛谢夫（合同区域内）的主要储层可能属于盐下层序，以厚层的海相碳酸盐岩以及泥盆系中上部、石炭系和下二叠统的碎屑岩沉积为主。盐上层序以下二叠统、三叠系、侏罗系和白垩系的陆相碎屑沉积为主。目前研究结果盐上层序含油气潜力在合同区域及其周边都被认为是很低的，但周围两个区块盐上层位不明显油气产出，并不能代表工区盐上层位没有油气产出，从成藏角度上说工区盐上层位有一定油气潜力。

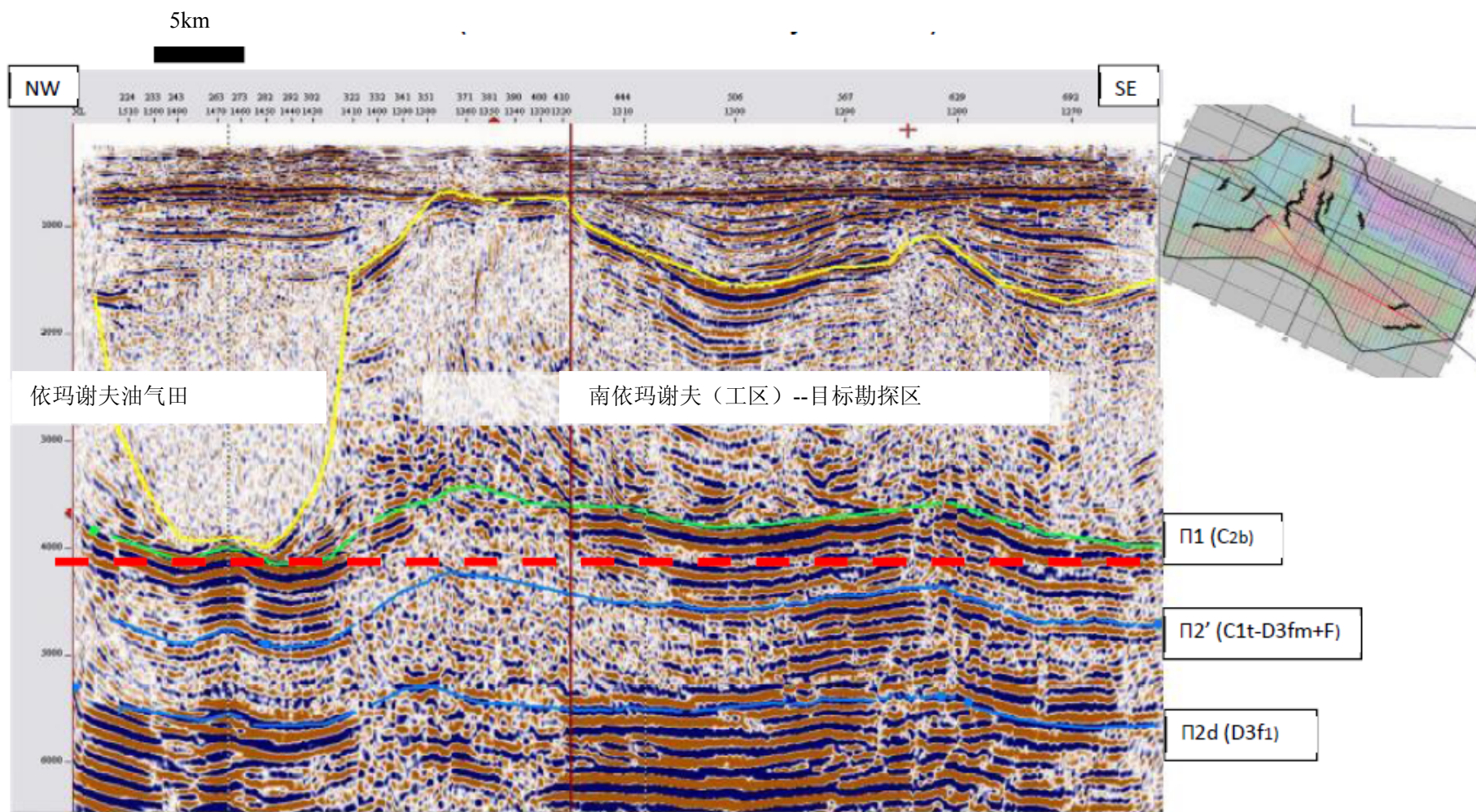


图 3-2 南依玛谢夫和依玛谢夫油气田地震剖面图
(红色点线--依玛谢夫油气田 GWC)

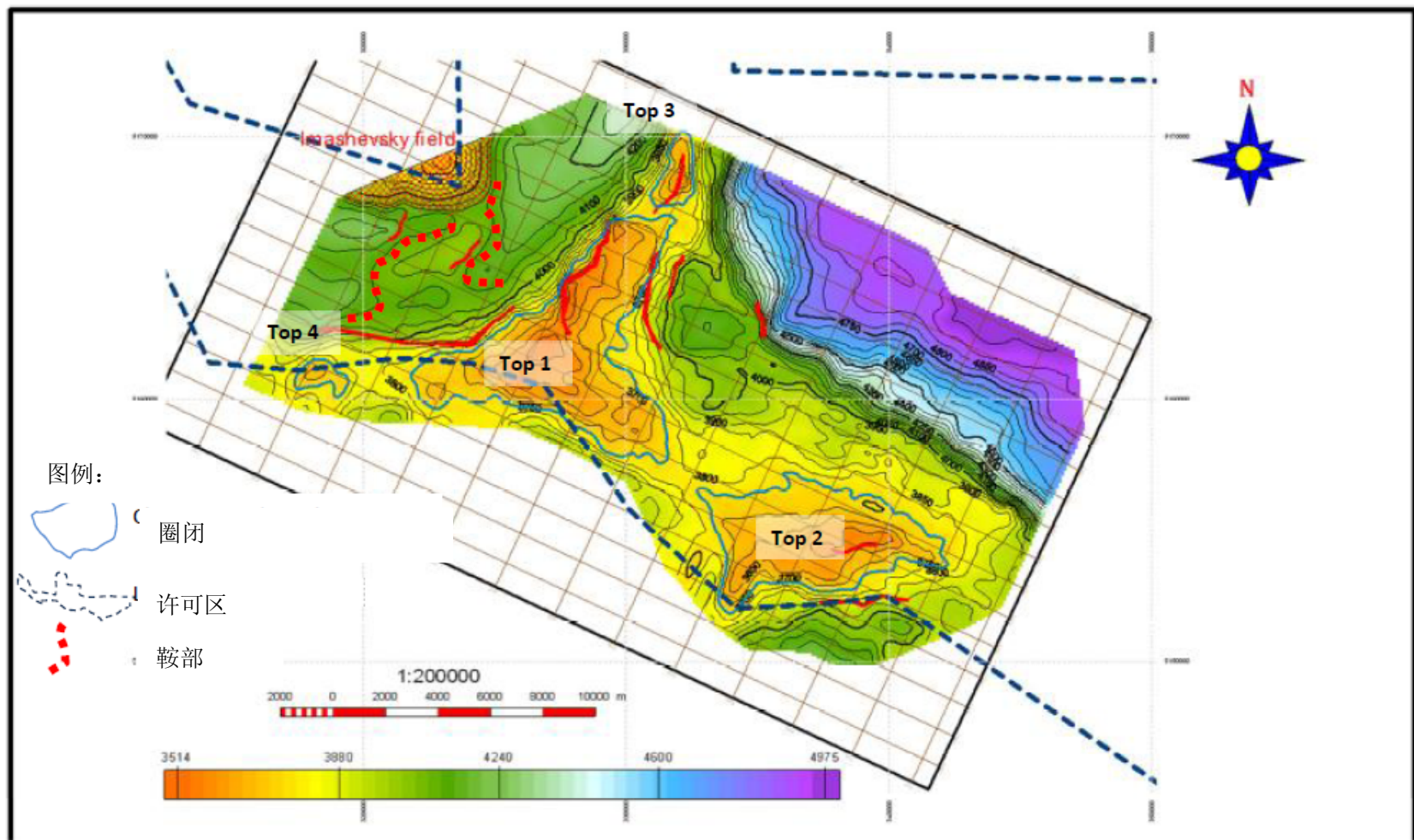


图 3-3 南依玛谢夫 (C2b 储层的顶部) P1 – P2 构造图

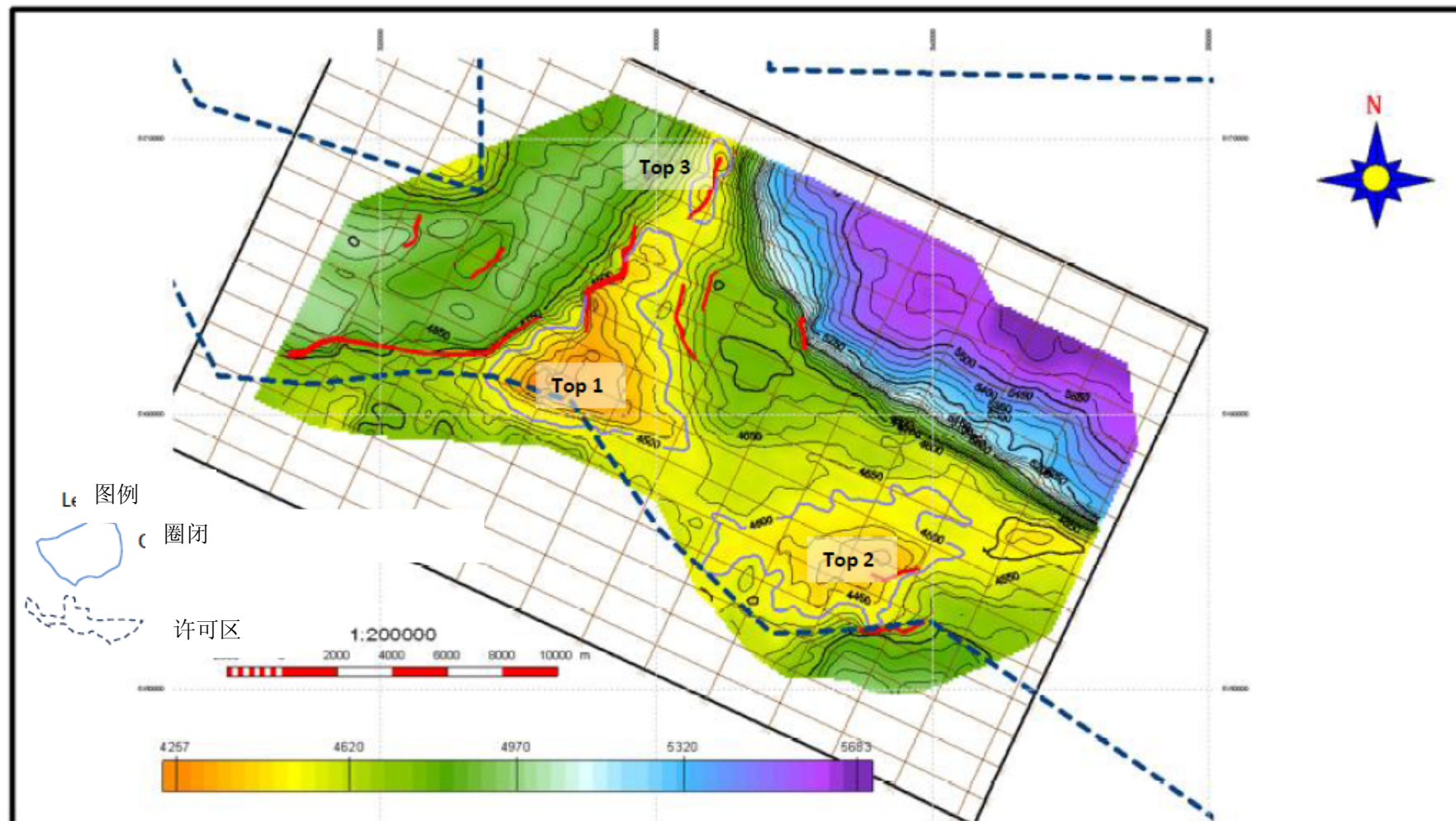


图 3-4 南依玛谢夫 (C1t–D3fm+f 的顶部) P2' 构造图

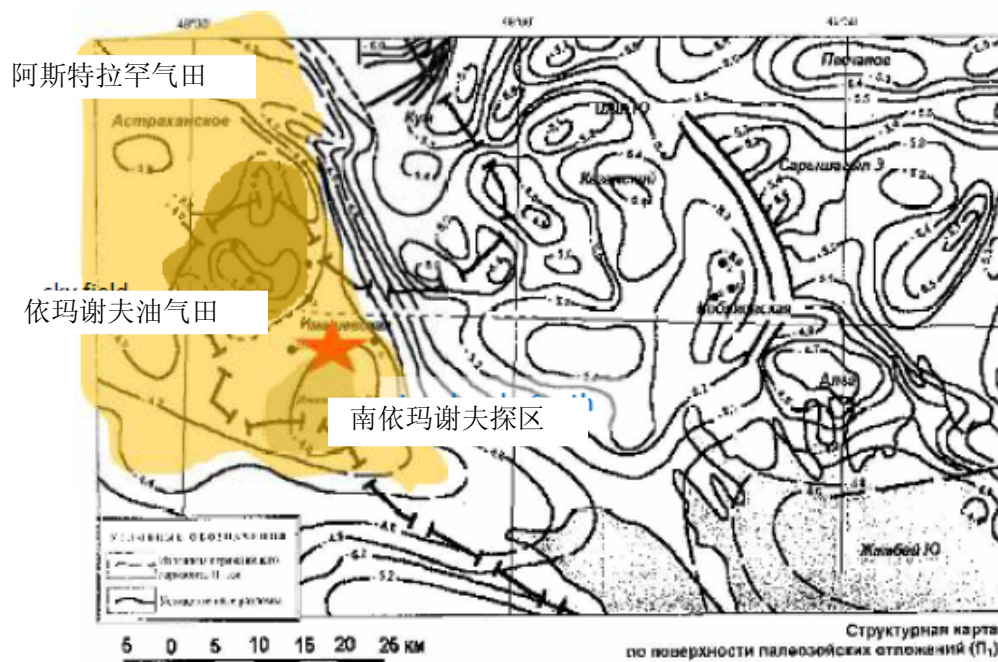


图 3-5 南依玛谢夫及依玛谢夫油气田平面构造图 (Plart-C2b)

区域岩相古地理分析显示，泥盆纪、石炭纪和大部分早二叠世时期（比中泥盆世更早的地层还没有被钻到）的构造演化表现为盆地的持续下沉，碳酸盐矿物和碎屑沉积物充填盆地。现今，里海西部的阿斯特拉罕地块（台地）也是由上泥盆统到巴基什尔阶碳酸盐岩组成。然而，不像卡腊通-田吉兹地区，台地上是平坦的碳酸盐岩浅滩，后期由于底部抬升而轻微变形成为一个背斜（如图 3-7、图 3-8）。

根据 Ulmishek 的工作成果，阿斯特拉罕气田位于这个背斜的顶部。在碳酸盐岩台地边缘有生物礁的展布，台地的顶部与下二叠统的深水页岩不整合接触。地震资料显示了一个具有相似情况的台地，它在里海陆架的西部地区。阿斯特拉罕碳酸盐岩台地的南部和西部，以及盆地南部的空间被 Hercynian - Karpinsky 断层带从北部插入穿过。在这个挤压带里，有已经知道的 Karakul-Smushkov 区域变形带，下石炭统到巴基什尔阶碳酸盐岩是这里被钻揭的时代最早的岩层。在中石炭统和下二叠统碎屑岩层之下的碳酸盐岩层向北逐渐变厚，向南被剥蚀并且与上覆前侏罗系地层不整合接触。这段地层的上部是由约 1000m 厚的阿丁斯克期造山运动形成的碎屑岩组成。在全盆地范围内，泥盆系-下二叠统层序被空谷阶（早二叠世最主要的沉积）蒸发岩层序所覆盖，这套层主要是由盐岩构成，此外还有碎屑岩和膏岩夹层。这层蒸发岩只在邻近乌拉尔山的边缘地带有很少的缺失，并顺着盆地南部边界被剥蚀。

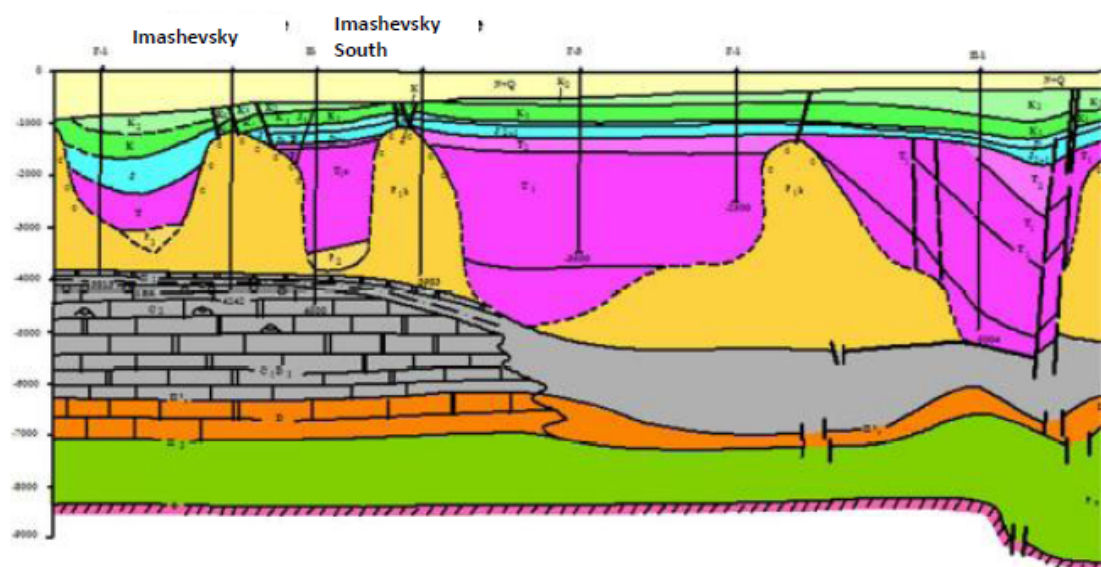


图 3-7 滨里海盆地南部的区域地质剖面图

综上所述，南依玛谢夫在构造上属于阿斯特拉罕穹状隆起（长垣、地块）的一部分，靠近长垣的东南部边缘。尤其盐下层的碳酸盐岩台地，也是阿斯特拉罕地块的一部分，这使南依玛谢夫与阿斯特拉罕长垣上的其他油气田有十分类似的区域地质条件和石油的生成和运移及其它成藏条件（图 3-8）。从现今构造来看，南依玛谢夫的海拔更高，而且因为更靠近盆地边缘所以可能有更好的储层物性。在区域地质条件十分有利的情况下，比较来说南依玛谢夫的勘探潜力是十分巨大的。

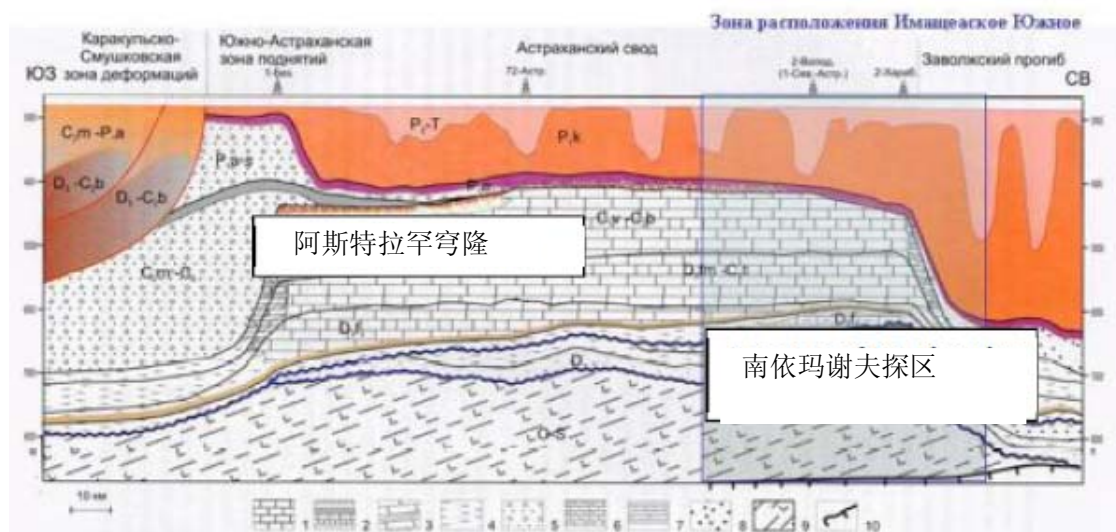


图 3-8 阿斯特拉罕穹状隆起的地质模型（Volozh2 之后）

3.2.3 工区含油气性及勘探

合同区域以及邻近区域内已揭露的年代最早的岩石是早泥盆世时期的。这一地区的上泥盆统现在还没有油气产量的报告，可能是因为沉积物的深度比较深，但是勘探

潜力还是存在的。1998-1999 年在阿斯特拉罕油气田北部钻的 Volodarskaya-2 井揭露了上泥盆统深达 5450m 碳酸盐岩和深达 5971m 碎屑岩，根据电缆测井和泥浆录井以及气测录井显示，此井泥盆系有存在含烃层段的潜力，在 5961m 处发生了 3 小时的井喷，有 20 立方米的原油喷出地表，原油的密度是 33API。油和气中均不含硫化氢。这口井的最终测试结果并没有公开。

在合同区域内含油气最多的层序应为晚泥盆世地层之上的石炭纪碳酸盐岩储层，其厚度范围从 1000 m 到 2000m，石炭系的主要由浅海环境下形成的纹层灰岩和颗粒灰岩组成，在板块的边缘地带似乎还发现了礁灰岩和质量更好的叠层石碳酸盐岩，储层的渗透性在边缘地带因为断层的作用和白云化作用而得到了提高。

根据对现有资料的研究，得到了如下的结论：

（1）主要的油气都在 C2b 储层中，这已经在阿斯特拉罕隆起中得到了证实。（依玛谢夫油气田，阿斯特拉罕油气田）。

（2）根据新的 3D 地震解释，南依玛谢夫的海拔高于依玛谢夫油气田。在构造中有 4 个高点。高点海拔垂直深度为-3550m。事实上，南依玛谢夫的最大闭合高度要高于气水界面的阿斯特拉罕和依玛谢夫油气田。可以假设南依玛谢夫是一个独立的探区，而不是 4 个彼此分离的油气藏或圈闭。

（3）根据区域图件，南依玛谢夫和依玛谢夫一样也可以被认为是阿斯特拉罕穹状隆起（地块）一部分，具有同样的源岩、储层、盖层、圈闭及成藏条件，具阿斯特拉罕油气田一样的含油气特征，也许拥有比北边两块更佳的勘探潜力，潜在油气藏可能是阿斯特拉罕 C2b 巨型油气藏的一部分（南依玛谢夫没有进行钻探）。

4 南依玛谢夫资源量计算

4.1 储量分级与本次储量级别

4.1.1 国内外主要储量分级体系

油气田勘探和开发的重要任务就是落实油气资源的探明程度，预算油气储量的大小，油气储量是油气田勘探和开发成果的综合反映。

一个油气田从发现起，经过勘探到投入开发，往往需要经历不同的阶段，而每一个阶段结束，均有反映该阶段成效的油气储量。随着人们对油气田地下地质规律认识的不断深化，所获取的各项地质参数也不断地丰富、完善，因而油气储量计算的精度也就不断地提高。为了评价、对比各阶段计算油气储量的可靠程度，应根据不同的勘探、开发阶段对油气储量提出相应的分级、分类和命名。

我国上世纪 50 年代、60 年代采用的是 A、B、C 级的油气储量分类系统，70 年代末到 80 年代则采用一、二、三级油气储量分类系统，基本与前苏联的油气储量属于同一分类系统。为了使我国储量分级、分类可与世界对比，我国的《石油天然气资源/储量分类》，在经历了多次修改、讨论和补充完善之后，于 1988 年经全国矿产储量委员会批准实施。2004 年，又进行了修订。新的分类与 1988 规范相比，主要特点是将基本探明储量一类删除，分类中更强调了可采储量。总体上我国新的储量分级大体可以美国的分类相似，与第十一届世界石油会议推荐的分类一致。我国的探明储量大体与美国的证实（Proved）储量相当，控制储量与概算（Probable）储量相当，预测储量相当于美国的可能储量（Possible），未发现资源量相当于美国假定的和推测的（Hypothetical+Speculative）资源量。前苏联的分级除 C1 级跨度较大，相当于我国未开发探明和控制储量以外，其它级别也和我国分级大体相当，详见表 4-1。

4.1.2 本次资源量计算的级次

本次计算是在盆地以及圈闭地质资料基础上的资源量概算。根据三维地震资料，通过邻近油藏和圈闭的类比进行资源量的估算。得出的结果是推测资源量（5 级）和潜在资源量（4 级）。

推测资源量是原地总资源量减去地质储量和潜在资源量的差值。原地总资源量是在区域普查阶段，对有含油气远景的盆地、坳陷、凹陷或者区带等，根据地址、地球

物理勘探或区域探井等资料估算的油气资源的量，一般采用地质类比法、生烃量法（盆地模拟）或勘探效果分析法估算，他是提供编制勘探部署或长远勘探规划的依据。

表 4-1 国内外储量分类对比表

国家或会议	储量				资源量	
第十一届 世界石油 会议推荐	Proved 证实		Unproved 未证实		Speculative 推测	
	Developed 已开发	Undeveloped 未开发	Probable 概算	Possible 可能		
中国 现规范 (2004)	探明		控制	预测	未发现资源量	
	已开发 (I 类)	未开发 (II 类)			潜在	推测
美国	Proved 证实		Probable or Indicated 概算或预示	Possible or Inferred 可能或推断	Hypothetical+ Speculative 假定+推测	
	Developed 已开发	Undeveloped 未开发				
前苏联 (1983)	A	B, C ₁	部分 C ₁	C ₂	C ₃	D

潜在资源量是指在圈闭预探阶段前期，对已发现的、有利含油气的圈闭或油气田的邻近区块（层系），根据石油地质条件分析和类比，采用圈闭法估算的资源量，也成为圈闭资源量。估算参数以类比为主，以概率统计估算出得资源量范围值可作为编制预探井部署的基本依据。

4.1.3 资源量计算的资料基础

4.1.3.1 地质研究程度

合同区域内本身基本没有进行过钻探，但是合同区紧邻的阿斯特拉罕油田和依玛谢夫油气田可以作为地质资料的来源。对于盐下层序，石炭系储层的含油气性已经得到了来自两个对比油田的证实，1998-1999 年在阿斯特拉罕油气田北部钻的 Volodarskaya-2 井揭露了上泥盆统碳酸盐岩-碎屑岩储层并证实了有存在含烃层段的潜力。对于盐上层序，侏罗系和下白垩统的工业油气含量已经通过合同区块直接相邻的扎布鲁涅(Zaburunye)、托别拉尔(Tobearal)、十月(October)、萨桑库拉克(Sazankurak)、库梅斯别克(Kumysbek)、布尔巴达尔(Burbaytal)油田的发现得到证实。在资源量计算中所使用的参数均是来自于这些油田。

4.1.3.2 地球物理研究

新的 3D 地震资料的解释，确定了南依玛谢夫的构造形态，完成了盐上层序以及盐下层序各储层（油气藏）构造平面图（图 3-3，图 3-4）的绘制工作。资源计算是完全根据被 3D 地震覆盖的 684km² 区域进行的。考虑到合同区总面积大约有 1272.6 km²，这就意味着迄今为止大概只有一半（53.7%）的区域潜力已经进行了评估。由于尚未进行钻探，所以没有任何测井以及试油资料。

4.2 卖方的计算

在卖方的要求下，南依玛谢夫的资源量由 MX 咨询有限公司（MXC）与石油地质服务（哈萨克斯坦）有限公司（PGS）进行了概算。由于南依玛谢夫位于巨型的阿斯特拉罕油田和大型依玛谢夫油气田附近。所以在基于区块内的 3D 地震资料的同时，许多参数都是来自于邻近圈闭和已发现的油气田的。而且卖方只对 3D 地震覆盖的区域进行了资源计算，不代表许可区域的总（油气）潜力。

4.2.1 盐下层

盐下层序储层主要由 C2b（石炭系中上部）和上泥盆统-下石炭统储层组成。C2b 储层在各个方面都与依玛谢夫油气田以及阿斯特拉罕油气田十分相似，是这两个油田的主力产层，工区 C2b 储层之所以得到比较全面的可信的参数原因也在于相似性。卖方主要利用依玛谢夫油气田的参数分不同情况（低、最好、高）对目标探区的储量进行了储量丰度类比得出了目标探区的资源量。

上泥盆统-下石炭统储层在全区内只有很少的井钻到，所以资料相对来说更少，卖方提供的计算中油和气在阿斯特拉罕长垣地层中的存在已经被 Volodarskoye 2 井所证明，该井深度 5961 m，在泥盆系顶部的 5580-5961 m 地层中获得油流。油密度 861-876kg/m³，硫含量 0.29%，石蜡 22.7%，凝点 31℃。上泥盆统的碳酸盐岩沉积层在 Pravoberezhnaya 1 井中在 5458-5608 m 层段进行了测试，测出储层的孔隙度最高为 10.5%，获得气流量 14.2×10⁴m³/d。Devonskaya-2 井钻遇上泥盆系 Frasnian 阶碳酸盐岩沉积（5562-6089 m）局部为泥质白云岩和灰质白云岩的互层。根据测井曲线，在 5638-5702 m 和 5963-5978 m 的储层孔隙度约为 5.8~6%，描述的可达 8.2~9%。

卖方利用 Volodarskoye 2 井、Pravoberezhnaya 1 井以及 Devonskaya-2 井的数据对储层参数进行了估计，并利用 Crystalball 软件完成了一个蒙特卡洛分析、得出了资源量的可能范围。

4.2.1.1 C2b 储层

C2b 储层的资源量计算主要采用了储量丰度面积类比法，通过 C2b 储层的构造平面图以及根据依玛谢夫油气田确定的油水界面可以圈定四个构造圈闭（图 3-3）。分别计算它们的面积，再用由依玛谢夫油气田中得到的储量丰度系数进行乘算，从而得到最终的资源量概算结果（表 4-2）。

4.2.1.2 上泥盆统-下石炭统储层

上泥盆统-下石炭统储层资料相对来说更少，卖方提供的计算中以 Volodarskoye 2 井和 Pravoberezhnaya 1 井的资料为基础，估计了储层参数的范围。然后根据泥盆系和石炭系碳酸盐岩的储层参数，估算了下面的储层资源量参数（表 4-3）。最大圈闭面积范围被确定在-4550 等高线处，面积 107119545m²。最可能的范围应该在-4500m 等高线，面积 54875882m²。最小为-4450m 等高线，面积 28545067m²（图 3-4）。

表 4-2 C2b 储层预测资源量结果表

储层参数	依玛谢夫油气田 储量（据 GKZ）	南依玛谢夫预测资源 量（公制）	南依玛谢夫预测资源量 （英制）
面积（公制=km ² 英制=acre）	56	Top1=39.83	9842.17
		Top2=27.43	6778.07
		Top3=2.89	714.13
		Top4=1.62	400.31
		Total=71.77	17734.68
有效厚度（m, ft）	52	类似	170.6
平均孔隙度	10	类似	10
含气饱和度	77	类似	77
含气量	61	类似	61
原始地层压力（Mpa, psi）	61	类似	8847.3
地层温度（°C,°F）	108	类似	226.4
含水饱和度%	12	类似	12
天然气密度 g/cm ³	0.693	类似	0.693
凝析油密度 g/cm ³ ,	0.806	类似	0.806
凝析油含量(g/m ³ ,bbl./mmcf)	224.22	类似	63.49
Z-因素	1.18	类似	1.18
温度修正	0.9	类似	0.9
GIIP（十亿 m ³ ），（十亿 ft ³ ）	178.984	保守估计 106	5650.35
		最佳估计 183	4642.58
		乐观估计 206	7274.82
凝析油当量（百万吨），（百万 Bbls）	46.1	保守估计 41.195	275.389
		最佳估计 47.08	314.73
		乐观估计 52.9	353.637
天然气产量（×10 ³ m ³ /d）	420		14.83
凝析油产量（m ³ /d）	100		628.98

表 4-3 上泥盆统-下石炭统的储层参数

	区域面积（m ² ）	有效厚度（m）	孔隙度（%）	含油饱和度（%）	油比重
保守估计	28545067	54	6	70	0.86
最佳估计	54875882	75	7	70	0.86
乐观估计	107119545	97	8	70	0.86

根据上面的这些储层参数的范围，卖方利用 Crystalball 软件完成了一个蒙特卡洛分析。（表 4-4）蒙特卡洛分析法（Monte Carlo method）（统计模拟法），是一种采用随机抽样（Random Sampling）统计来估算结果的计算方法。它是以概率和统计的理论、方法为基础的一种计算方法，将所求解的问题同一定的概率模型相联系，用电子计算机实现统计模拟或抽样，以获得问题的近似解，故又称统计模拟法或统计试验法。利用这种统计方法，借助计算机的问题可以较为合理的估计存在随机参数变量的函数的近似解。

表 4-4 上泥盆统-下石炭统的储层预测资源量分析结果

预测资源量（千吨）		千桶	
百分比	预测价值	资源量	可采量
0%	25245.09	158046.54	64766.29
10%	39240.79	287635	100672.25
20%	45198.05	331301.68	115955.59
30%	49993.52	366452.48	128258.37
40%	54745.86	401287.15	140450.5
50%	59279.43	434518.21	152081.37
60%	64661.95	473972.08	165890.23
70%	70528.43	516973.41	180940.69
80%	77384.74	567230.11	198530.54
90%	86285.42	632472.13	221365.25
100%	128854.7	944504.95	330576.73

4.2.2 盐上层

盐上层序的储层主要为侏罗系和白垩系，主要是由盐底辟形成的刺穿体和一部分底辟背斜，伴生断层发育。岩性主要是砂岩，埋深很浅大多在 1000 m 以内储层物性较好。在卖方的计算中并未提及关于盐上层序的计算。

卖方在评估中使用的经济模式以微软公司的 Excel 文件的形式给出，这是由 MX 根据 Ltd 建立的，MXC 根据合同对模型进行了合理的修改。可以说这个经济模型比较合理。

根据卖方的报告，可得出了以下认识。

C2b 层聚集油气藏中的重大气层和凝析油（气）层，已在阿斯特拉罕穹状隆起大部分区域发现（如阿斯特拉罕油田，依玛谢夫油气田）。

根据新的 3D 解释，南依玛谢夫区域的标高高于依玛谢夫油气田。在这一构造区内，可见有 4 构造顶点，所有构造高点均在油水界面以上（阿斯特拉罕油田、依玛

谢夫油气田)，并且属于同一个油水系统。根据区域图，南依玛谢夫可被认为是阿斯特拉罕长垣的一部分。

虽然没有任何关于储层质量的数据，但是该区域的储层质量和西北方向的依玛谢夫以及阿斯特拉罕油气田十分相似。事实上，储层质量从地台的中心向边缘地带是逐渐变好的，因此，工区储层质量可能要好于阿斯特拉罕油气田并和依玛谢夫油气田相当。

资源计算是完全根据 3D 地震数据覆盖的区域 684 km^2 计算的。考虑到合同区总面积大约有 1272.6 km^2 ，这就意味着迄今为止大概只有一半（53.7%）的区域潜力进行了评估。

总之，南依玛谢夫勘探区域或合同区域有很好的勘探潜力；在这个深度的储层勘探花费是很高的，而且勘探也存在着风险，但是油气如果能被证明，潜在的规模和商业价值将是非常巨大的。

4.3 本次资源量的计算

本次的资源量计算，分为盐上层序和盐下层序两部分。关于盐下层的计算卖方的计算已经说明的很详细。对于 C2b 储层，利用体积类比法进行了复算，由于资料的欠缺，对于上泥盆统-下石炭统的储层资源量的评价难以给出更优于卖方计算的结果，所以在本报告中没有进行复算，基本遵从卖方的计算。盐上层是本次资源量计算的重点，利用收集的资料、用储量丰度面积类比法对盐上层的侏罗系和白垩系储层分别进行了资源量的估算。

4.3.1 盐下层

4.3.1.1 C2b 储层

在卖方的计算中使用了储量丰度面积类比法。面积类比法主要是利用油气区面积、可能生产的面积所占的比率、单位面积内的储量三者之间的关系来计算的。但是面积法由于过于简单粗糙，没有考虑盆地内岩石厚度的变化，一般难于用来指导勘探，只是资料缺乏时期的权宜之策。所以，在本次复算中对于资料相对较全的 C2b 储层，采用了体积类比法进行复算。体积类比法计算所需的参数有两个，是构造圈闭的体积和资源的体积丰度系数。

（1）圈闭体积的计算

圈闭体积的计算主要依据是卖方提供的 C2b 储层构造平面图（图 3-3），如图所示，4 个构造的轮廓清楚显示了除一号构造以外，其余的 3 个构造均为比较简单的等轴背斜构造。所以在具体的体积计算中我们采用了椭球体模型。在模型中，我们把背斜构造分为一个四分之一椭球体或者二分之一椭球体，通过给定的比例尺以及构造等值线和圈闭面积的有关信息，用积分的方法求出各个圈闭的面积。

对于一号构造，我们把它分割成了三个四分之一椭球体（图 4-1），分别对其进行积分求出体积，再将它们相加最后得出一号构造的体积。

下面是求取圈闭体积时所使用的数学模型（图 4-1,4-2）。对于二号和三号构造来说，一个四分之一椭球体已经可以代表其体积（图 4-2）。而对于一号和四号构造，在切割以后进行计算。

圈闭的幅度是根据等高线直接在图中读出的。由于目标探区的海拔要明显高于依玛谢夫油气田，所以油水界面是不确定的。卖方计算中给定的油水界面高度在-3750m，这是卖方认为的最可信的位置。但是由于目标探区的海拔较高，而又与相邻的依玛谢夫油气田和阿斯特拉罕油田连通，所以很可能目标探区的油水界面高度要比想象得更低。

在本次的计算中我们仍然以-3750 m 为最可能的油水界面高度。同时以-3700 m 和-3800 m 为保守的和乐观的油水界面高度参数。值得注意的是，如果以-3800 m 作为油水界面，一至三号构造将全部连通，使资源量大大增加。

（2）资源量丰度的计算

本次资源量计算中所使用的资源量丰度，是根据卖方提供的计算报告中关于依玛谢夫油气田的参数进行计算得到的。对于依玛谢夫油气田来说，资源量=圈闭体积×资源量丰度。根据卖方提供的计算报告，依玛谢夫油气田的资源量已经知道的，我们又根据依玛谢夫油气田 C2b 储层平面构造图（图 4-3）和已圈定的圈闭范围以及圈闭构造幅度的资料计算了圈闭体积，由此就得到了资源量丰度的参数。

估算。

表 4-5 C2b 储层预测资源量计算结果表

保守计算	圈闭编号	1	2	3	4
	面积 (km ²)	39.83	27.43	2.89	1.62
	构造高点海拔 (m)	-3540	-3590	-3580	-3660
	油水界面海拔 (m)	-3700	-3700	-3700	-3700
	圈闭幅度 (km)	0.16	0.11	0.12	0.04
	体积 (km ³)	4.1783	1.91697	0.234104	0.02512
	体积合计 (km ³)	6.354494			
	资源量丰度 (10 ⁸ m ³ /km ³)	173.43			
	资源量 10 ⁸ m ³	1102.06			
最佳计算	圈闭编号	1	2	3	4
	面积 (km ²)	39.83	27.43	2.89	1.62
	构造高点海拔 (m)	-3540	-3590	-3580	-3660
	油水界面海拔 (m)	-3750	-3750	-3750	-3750
	圈闭幅度 (km)	0.21	0.16	0.17	0.09
	体积 (km ³)	6.82259	3.768	0.40035	0.0942
	体积合计 (km ³)	11.08514			
	资源量丰度 (10 ⁸ m ³ /km ³)	173.43			
	资源量 10 ⁸ m ³	1922.496			
乐观计算	圈闭编号	1	2	3	4
	面积 (km ²)	39.83	27.43	2.89	1.62
	构造高点海拔 (m)	-3540	-3590	-3580	-3660
	油水界面海拔 (m)	-3800	-3800	-3800	-3800
	圈闭幅度 (km)	0.26	0.21	0.22	0.14
	体积 (km ³)	8.971137	5.533465	0.683892	0.27684
	体积合计 (km ³)	15.46533			
	资源量丰度 (10 ⁸ m ³ /km ³)	173.43			
	资源量 10 ⁸ m ³	2682.153			

4.3.2.1 侏罗系储层

(1) 含油面积的计算

由于没有其他的资料，我们本次计算中对于 J3 储层含油面积的确定是依靠相关图件进行的。在提供的 J3 储层构造平面图中已经圈出了可能的含油面积的范围，根据构造图我们计算了相应的含油面积的大小，最后得到 J3 储层的总含油面积为 38.5km²（图 4-4）。

(2) 资源量丰度的计算

附近的十月油田情况和目标探区十分相似，我们获得了十月油田的相关参数如：储量 A+B+C1(地质/可采)= 123.6/33.8×10⁴t、C2 (地质/可采)= 62.6/17.5×10⁴t，孔隙度 24%，含油饱和度 54%，有效含油厚度: 18.7m，含油面积 1.6 km²，石油密度 0.877-0.896

g/cm³。根据上述信息，我们计算出资源量丰度 $C1=77.25\times10^4\text{t}/\text{km}^2$ ， $C2=39.12510^4\text{t}/\text{km}^2$ 。

(3) 资源量的计算

根据公式：

$Q=S\cdot K_s$

Q-----总资源量 10^4t

S-----圈闭面积 km^2

K_s -----资源量丰度 $10^4\text{t}/\text{km}^2$

得到盐上层的 J₃ 储层的预测资源量（表 4-6、表 4-7）。

J₃ 储层的面积已经确定，但是由于资料的缺乏，我们无法给出十分确定的资源量丰度。依据十月气田的资源量丰度，我们分别在保守和乐观的两种情况下，用不同的资源量丰度进行计算得到了乐观预测资源量 4485.558 万吨（3.1 亿桶），保守预测资源量 3016.068（2.1 亿桶）（表 4-6、表 4-7）。

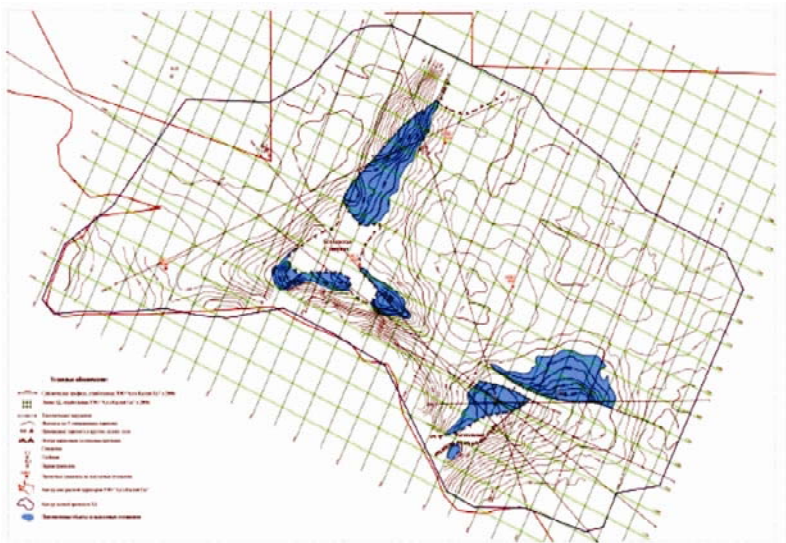


图 4-4 南依玛谢夫 J₃ 储层构造平面图

表 4-6 南依玛谢夫 J₃ 储层预测资源量计算结果表（乐观）

	C1			C 2		
圈闭号	面积 (km ²)	资源量(10 ⁴ t)	资源量丰度 (10 ⁴ t/km ²)	面积 (km ²)	资源量(10 ⁴ t)	资源量丰度 (10 ⁴ t/km ²)
1	12.91	997.2975	77.25	12.91	505.1038	39.125
2	18.263	1410.817		18.263	714.5399	
3	7.371	569.4098		7.371	288.3904	
合计	38.544	2977.524		38.544	1508.034	
总体资源量(10 ⁴ t)	4485.558					

表 4-7 南依玛谢夫 J₃ 储层预测资源量计算结果表（保守）

	C1			C 2		
圈闭号	面积 (km ²)	资源量(10 ⁴ t)	资源量丰度 (10 ⁴ t/km ²)	面积 (km ²)	资源量(10 ⁴ t)	资源量丰度 (10 ⁴ t/km ²)
1	12.91	505.1038	39.125	12.91	505.1038	39.125
2	18.263	714.5399		18.263	714.5399	
3	7.371	288.3904		7.371	288.3904	
合计	38.544	1508.034		38.544	1508.034	
总体资源量(10 ⁴ t)	3016.068					

4.3.2.2 白垩系系储层

（1）含油面积的计算

白垩系的情况和侏罗系十分类似，所以我们也使用同样的方法来进行预测资源量的计算。在含油面积的计算方面，我们依然依据白垩系储层构造平面图（图 4-5）上所圈定的含油范围进行计算得到总含油面积为 37.55 km²。

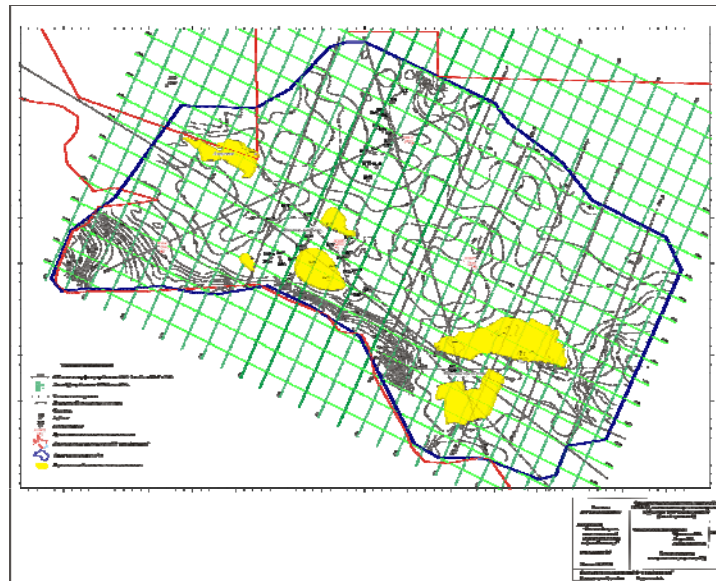


图 4-5 南依玛谢夫 K1 储层构造平面图

（2）资源量丰度的计算

由于关于白垩系的储层没有可靠地数据进行类比，所以我们没有得出白垩系储层的资源量丰度。

（3）资源量的计算

由于同属盐上层，所以白垩系和侏罗系储层在岩性、构造、温度、压力等方面相似，综合考虑其含油面积稍小、成藏条件稍差等因素，白垩系预测资源量相当于侏罗系的 70%。

4.3.3 小结

经过对卖方报告的认真总结和对现有资料的研究,对可以进行复算的层位进行了复算,包括原先没有计算过的层位。并且对无法进行复算的层位的卖方计算结果给出了关于其可信度的建议。

综合各种资料的分析最终得出了南依玛谢夫资源量计算结果(表 4-8)。

表 4-8 南依玛谢夫资源量计算结果表

资源量级别 \ 层位	C2b 储层 (10^8m^3)	上泥盆统-石炭系储层 (10^4t)	侏罗系储层 (10^4t)	白垩系储层 (10^4t)
保守资源量	1102.06	2286	3016	2111
最佳资源量	1922.5	8000	3750	2625
乐观资源量	2682.15	13714	4485	3140

盐下储层风险前总资源量为:保守资源量 $1102.6 \times 10^8\text{m}^3$ 天然气, $2286 \times 10^4\text{t}$ 油(当量);最佳资源量: $1922.5 \times 10^8\text{m}^3$ 天然气, 8000 (平均) $\times 10^4\text{t}$ 油(当量);乐观资源量 $2862.15 \times 10^8\text{m}^3$ 天然气, $13714 \times 10^4\text{t}$ 油(当量)。

盐上储层风险前总资源量为:保守资源量 $5127 \times 10^4\text{t}$ 油(当量),最佳资源量 $6375 \times 10^4\text{t}$ 油(当量),乐观资源量 $7624 \times 10^4\text{t}$ 油(当量)。

卖方计算的资源量和这次计算(复算)的资源量简要比较如表 4-9。

表 4-9 资源量简要比较表

资源量级别 \ 层位	C2b 储层 (10^8m^3)		上泥盆统-石炭系储层 (10^4t)	侏罗系储层 (10^4t)	白垩系储层 (10^4t)
	本次计算	卖方计算			
保守资源量	1102.06	1060	2286	3016	2111
最佳资源量	1922.5	1830	8000	3750	2625
乐观资源量	2682.15	2060	13714	4485	3140

C2b 储层的资源量计算主要采用了储量丰度面积类比法。在本报告中,用体积类比法进行了复算。由于资料的欠缺,对于上泥盆统-下石炭统的储层资源量的评价难以给出更优于卖方计算的结果,所以在本报告中没有进行复算。盐上层的储量计算,在卖方报告中并未提及,本次计算中利用附近的十月油田的数据,采用储量丰度面积类比法依据卖方提供的含油面积图进行了计算。

5 南依玛谢夫区块地质风险评估与勘探潜力初步分析

5.1 PGS 的风险评估结果

卖方报告中的资源评价是依据 PRMS2007 的标准进行的。在资源评价之后卖方进行了风险评估。阿斯特拉罕油气田和依玛谢夫油气田的数据，都被用来解决评估关于南依玛谢夫潜力相关问题。

南依玛谢夫风险评估（p1-p2 范围）

盖层	1	区域盐岩层
烃源岩	0.9	区域和探区均得到证实
运移	0.8	断层的存在，在邻近油气田得到证
储层	0.7	区域内的邻近油气田中得到了证实
圈闭	0.6	因为深度的变化而不太确定
总体风险	0.3	

南依玛谢夫风险评估（p2'范围）

盖层	0.6	Bobrikovsky 时代的 C1bb 页岩，在横向上尖灭
烃源岩	0.9	区域得到证实
运移	0.8	断层的存在，在邻近油气田得到证
储层	0.7	区域内的邻近油气田中得到了证实
圈闭	0.6	因为深度的变化而不太确定
总体风险	0.18	

5.2 东亚和东南亚地学项目协调委员会（CCOP）的地质风险分析

为了进一步评估风险利用 CCOP 的油气勘探国际地质风险分析准则，再一次对盐下层序的油气藏进行地质风险进行了评估，并对盐上层序油气藏也进行了探讨性评估。

5.2.1 地质风险因素

CCOP 制定的地质风险分析准则主要适用于勘探目标的地质风险分析,共设置有 4 个独立的地质风险因素:储层(Reservoir)、圈闭机制(Trap mechanism)、油气充注(Petroleum charge)和油气后的有效保存(Retention after accumulation)。其相应的存在

概率依次记为 P1、P2、P3 和 P4。其中：

有效储层的存在概率(P_1)=储层的存在概率(p_{1a})×储层的有效性概率(P_{1b})

有效圈闭的存在概率(P_2)=图上构造体的存在概率(P_{2a})×

图上构造体有效盖层的存在概率(P_{2b})

油气充注概率(P_3)=有效烃源岩的存在概率(P_{3a})×

从烃源岩向图上构造体作有效运移的概率(P_{3b})

勘探目标的发现概率= $P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4$

式中 P_{1a}, P_{2a}, P_{3a} ——勘探层边际概率的地质风险因素；

$P_{1b}, P_{2b}, P_{3b}, P_4$ ——勘探目标条件概率的地质风险因素。

本次风险评价主要针对南依玛谢夫的盐上层序和盐下层序圈闭。分别对盐下 C2b 储层和上泥盆统-下石炭统储层以及盐上储层（侏罗系-白垩系），根据现有资料进行赋值和计算，最终获得各个层位中圈闭的总体地质风险（勘探成功的概率）。

5.2.2 赋值原则

CCOP 地质风险分析准则的赋值原则见表 5-1。

表5-1 CCOP地质风险分析的赋值原则

1.0	地质风险因素存在，数据的质量控制极好	研究区中应用的为：“有利模型”，无“不利模型”	在临近的油气田和油气发现。存在相同的地质风险因素。钻井和地震资料证实,其横向连续性好
0.9		“很可能至有利的模型”为主,不完全排除“不利模型”	
0.8	地质风险因素很可能存在。数据的质量控制好。其解释结果的可信度高	以“很可能的模型”为主，偶尔也有“不利模型”	在同一构造走向带上,经钻井证实存在类似的地质风险因素。大量的钻井和地震资料证明，其横向连续性较好
0.7		以“可能至很可能的模型”为主,也有“不利模型”	
0.6	地质风险因素很可能存在。数据的质量控制一般。其解释结果的可信度一般。	“可能模型”多于“不利模型”	同一构造走向带上存在类似的地质风险因素。有限的钻井和地震资料表明,其横向连续性可能较好
0.5		有“可能模型”,也有“不利模型”	
0.4	地质风险因素很可能存在。数据的质量控制为差到一般。其解释结果的可信度较差	“不利模型”多于“有利模型”	按照地质概念,同一构造走向带上可能存在类似的地质风险因素
0.3		模型是不可靠的,可能是“不利模型”	
0.2	地质风险因素不存在。数据的质量控制极好。	模型是很不可靠的,很可能是“不利模型”	经钻井和地震资料证实,在同一构造走向带上不存在类似的地质风险因素
0.1		模型是极不可靠的,极有可能是“不利模型”	

5.2.3 赋值标准

5.2.3.1 有效储层的存在概率（ P_1 ）

（1）储层的存在概率(P_{1a})。

储层的存在概率,可根据沉积环境与资料可靠性赋值，储层由海相到陆相由均一

到复杂是赋值高低的依据。

基于依玛谢夫油气田以及阿斯特拉罕油田的数据,我们基本可以确定目标探区的 C2b 储层是海相的碳酸盐岩,但是由于没有直接钻井取心资料,所以取值为 0.9。同样上泥盆统-下石炭统储层也在邻近的油田中得到了证实,所以也取值 0.9。盐上层的储层也在邻近的油田(十月油田)得到了证实,岩性主要是海陆过渡相和陆相的砂岩,取值 0.8。

(2) 储层的有效性概率(P_{1b})。

储层的有效性概率,即储层的孔隙度和渗透率至少等于资源评价中设定的孔隙度和渗透率下限值的概率,可根据储层深度(压力, 温度)与资料可靠性赋值。

根据依玛谢夫油气田和阿斯特拉罕油田的资料 C2b 储层主要由巴什基尔时期的生物灰岩和白云岩组成。孔隙类型多样,既有原生孔隙也有白云化形成的次生孔隙。平均孔隙度约为 9.5%, 平均含气饱和度 83%。油气田中央区域的气层有效厚度为 34~58m。

上泥盆统-下石炭统储层的存在在阿斯特拉罕长垣地层中的存在已经被 Volodarskoye 2 井所证明,该井深度 5961m,在泥盆系顶部的 5580~5961m 井段获得油流。上泥盆统的碳酸盐岩沉积层在 Pravoberezhnaya 1 井中在 5458~5608m 井段进行了测试,测出储层的孔隙度最高为 10.5%, 获得气流量 142m³/d。

盐上层的储层的存在,在邻近的油田(十月油田)已经得到了证实。根据十月油田的资料,侏罗系储层的相关储层参数如下:孔隙度 24%, 渗透率 0~41 mD, 含油饱和度 54%, 有效含油厚度 18.7m, 含油面积 1.6 km², 原油产量 42 m³/d、天然气量 249 × 10³ m³/d。石油密度 0.877-0.896 g/cm³, 硫含量 0.2% , 储层埋藏深度小于 1000m。

基于以上数据可认为盐下储层是纯岩性均质储层、近源沉积,但是埋藏较深,尤其是上泥盆统-下石炭统储层;而盐上储层主要是不均质的砂岩储层,物性较好、但是连通性不明,埋藏较浅。所以 C2b 储层的有效性概率取值为 0.8, 上泥盆统-下石炭统取值 0.7, 盐上层取值也为 0.7。

5.2.3.2 有效圈闭的存在概率(P_2)。

(1) 图上构造体的存在概率(P_{2a})。

图上构造体(Mapped structure body,即地震解释构造)的存在概率”指岩石体积(面

积)至少等于资源评价中设定的圈闭体积(面积)的图上构造的存在概率。

目标探区的地震资料为 3D 地震资料,质量中等。由于 C2b 储层和上泥盆统-下石炭统储层在地震资料中的解释没有任何标定的依据,而且二者都是地起伏构造,所以取值均为 0.7。对于盐上层,虽然也有 3D 地震资料,但是由于盐上层受下部盐岩蠕动的影 响,变形强烈构造复杂,所以可靠性有所降低,取值也为 0.6。

(2) 图上构造体有效盖层的存在概率(P_{2b})

图上构造体有效盖层的存在概率通常与图上构造体的封闭机理及盖层的质量有关。

2b 储层和上泥盆统-下石炭统储层都是简单的背斜构造。但是盖层有所不同,C2b 储层的盖层是上覆的厚盐岩层,上泥盆统-下石炭统储层的盖层是邻近上覆的页岩,而且盖层在横向上尖灭、厚度变化大。所以 C2b 储层取值 1,上泥盆统-下石炭统储层取值 0.6。盐上储层的盖层主要为泥岩,但是由于复杂的构造运动和盐层的影响,断层封闭和盐底辟遮挡也较常见,盖层封盖性能一般,故取值 0.6。

5.2.3.3 油气充注概率(P_3)

(1) 有效烃源岩的存在概率(P_{3a})。

有效烃源岩的存在概率包括:

- ①烃源岩的质量相对于烃类生成是否充分和有效的概率;
- ②勘探目标所在排烃区内成熟烃源岩的存在概率;
- ③排烃区内成熟烃源岩的体积是否充分的概率。

该参数可根据烃源岩分析、工区内的油气发现、原油—烃源岩对比、成熟度图、数据点质量、图上构造体至相关数据点的距离以及烃源岩的沉积模式赋值

圈闭的油源来自于盆地中部富含有机质的海相泥岩、泥灰岩和灰岩。烃源岩厚度大分布范围广,泥岩 TOC 可达 6%。所以 C2b 储层和上泥盆统-下石炭统储层均取值 0.9。对于盐上层来说烃类的来源依据现有的资料并不是十分清楚,可能来自于盐下也有可能来自盐上,不过来自于盐下的可能性要更大,所以取值更多的考虑盐下的烃源岩得到 0.9。

(2) 有效运移概率(P_{3b})。

有效运移概率可根据运移机理(构造复杂性、潜在输导层的岩性和倾角、沿运移

路径瑜导层顶面的封闭性能、油气运移的方向、烃源岩至圈闭的距离等)以及油气运移相对于圈闭形成的时间赋值。

根据依玛谢夫油气田和阿斯特拉罕油田的资料，在圈闭形成之前有过一次运移，主要成分是原油这些原油很可能形成于上部盐岩盖层形成之前，他们向上运移最终逸散降解为沥青，并且增加了盖层的封堵性，在风险评估中我们主要针对的是后期的天然气的运移，基本可以肯定它是发生在圈闭形成之后的。而且由于海相沉积和断裂的作用，运移方式以局部运移和没有障碍的横向运移为主。所以 C2b 储层和上泥盆统-下石炭统储层取值 0.9。盐上层的圈闭形成时间和运移时间有一定的重叠，与盐下层相比如果烃源岩相同的话运移距离相对较长，而且中间有盐岩层阻碍。但是如果烃源岩在盐上层，那么就是没有阻碍的运移了，所以综合考虑后取值 0.7。

5.2.3.4 油气聚集后的有效保存概率(P4)

油气聚集后的有效保存概率,根据油气聚集后的所有地质事件(如可能的断层活化、区域隆起、油气聚集后的构造隆起或倒斜、油气聚集后圈闭的地质发展史、盖层的局部破裂和生物降解等)和数据可靠性赋值。

早二叠世的稳定构造以及岩层边界控制断层的联合作用使盐下储层经历了缓慢的下沉作用，而不像上二叠统和三叠统因下部盐岩的蠕变而畸形。所以在油气聚集以后基本上盐下储层没有经历后期构造作用，所以 C2b 储层和上泥盆统-下石炭统储层取值 0.9。盐上层在圈闭形成后由于下部盐岩层的蠕动产生了变形，底辟作用伴生的断层比较发育，根据这些情况取值 0.6。

在对各个风险因素进行评估和统计之后得到了地质风险因素概率统计结果（表 5-2）。从表中可以知道 C2b 储层的总体地质风险（勘探成功的概率）为 0.37，上泥盆统-下石炭统储层的总体地质风险（勘探成功的概率）为 0.19。盐上储层总体地质风险（勘探成功的概率）为 0.09。

表5-2 工区各目标层地质风险因素概率统计评价结果

风险因素	有效储层的存在 概率(P ₁)		有效圈闭的存在概 率(P ₂)		油气充注概率(P ₃)		油气聚集后 的有效保存 概率(P4)	总体地质风险 (勘探成功的概 率)
	P _{1a}	P _{1b}	P _{2a}	P _{2b}	P _{3a}	P _{3b}		
概率								
C2B 储层	0.9	0.8	0.7	1	0.9	0.9	0.9	0.37
上泥盆统-下石炭统储层	0.9	0.7	0.7	0.6	0.9	0.9	0.9	0.19
盐上储层	0.8	0.7	0.6	0.6	0.9	0.7	0.6	0.076

5.3 勘探潜力分析

经过对卖方提供的报告的详细研究,和对自己收集到的资料的认真分析,对南依玛谢夫勘探潜力分析如下:

1) 这一区域存在较好的油源岩、储层和隔层,且油气得以产生并移动到构造圈闭中,因而主要的勘探目标是找到盐下层序下二叠统-石炭系碳酸盐岩圈闭。

2) 南依玛谢夫 3D 地震资料 and 各类其他评价报告证实工区有利构造存在,有利储油气圈闭也可能存在。

3) 南依玛谢夫勘探区位于富含油气的滨里海盆地中,而且紧邻巨型油气田,其西北部是依玛谢夫和阿斯特拉罕巨型或大型油气田。南依玛谢夫与这两个油田同处在阿斯特拉罕长垣之中,很可能是一个统一地层流体系统。盆地有很好的烃源岩和运移条件,油气从烃源岩向阿斯特拉罕长垣的运移也已经得到了证实,而盆地中广泛发育的盐岩层是十分优质的区域盖层,盆地比较稳定的构造背景保证了盐下储层的良好连通性和保存条件。

4) 虽然没有关于储层质量的数据,然而南依玛谢夫和西北部依玛谢夫油气田与阿斯特拉罕油田十分相似,而且邻近区域研究显示储层层质量从地台的中心部分到地台的边缘越来越好。因此,南依玛谢夫勘探目标的储层质量可能要好于依玛谢夫油气田和阿斯特拉罕油田,或者至少与之相当。

5) 由于伏尔加河三角洲地区比较差的地面通行条件和苏联时代对该区块的不重视,使合同区域的地震数量不足而且质量较差,难以对后期的钻探工作给予有力的指导。

6) 南依玛谢夫区块内钻井很少,加上地震资料不足,所以没有直接的证据证明圈闭的存在。由于目标区域的海拔高度较高、位于盆地边缘,在没有钻井资料之前不能确定其是否含油。

7) 盐上层序的含油气性和圈闭条件没有足够的资料进行证实。盐上圈闭的盖层不明,其本身构造也由于下部盐岩蠕动及盐构造运动而变得复杂,而且使圈闭的保存条件变得更加不确定,加上地震资料的质量较差,造成了盐上储层勘探风险的增加。

8) 勘探和开发成本将会很高,一方面是由于盐下层序储层的埋藏深度较大,另一方面由于伏尔加河三角洲地区比较差的地面通行条件。

9) 穿过区块北端的油气管道和酸气处理设施位于附近的阿斯特拉罕油田，使用俄罗斯天然气工业股份公司的阿斯特拉罕油田设施的可能性有待评估与调查。

总之富油气的盆地及邻近区域、同一构造、海相层序等说明南依玛谢夫区块或合同区域有极佳的勘探潜力。因为没有打井证实、复杂而特殊的地质条件、不均匀的碳酸盐岩储层等说明工区勘探难度大、风险也一定大，但如果油气藏能被证明存在，潜在的储量和商业价值将会很高。

6 勘探工作量及部署

6.1 勘探部署原则

盆地评价勘探项目根据勘探任务,按勘探阶段进行部署、尽快发现油气田;区带工业勘探项目以控制、探明储量为目标进行部署,尽快查明油气田;滚动勘探开发项目以增加探明储量为目标进行部署,争取尽快提交优质储量,并建成一定的产能。勘探总体包括物探、钻探和综合研究与决策,具体应该部署下列各方面工作。

(1) 非地震物化探:工区、任务及要求、精度;

(2) 地震勘探:工区、地质任务及要求、二维测网密度、测线长度、三维地震面积、对地震勘探的特殊要求;

(3) 钻探任务:井别、井数、钻井进尺、取心进尺;

(4) 地质录井要求:常规地质录井、特殊录井;

(5) 测井要求:常规测井系列、特殊测井系列或特殊测井项目;

(6) 试油及油气层改造:中途测试及原钻机试油气的井、层数,完井试油气井、层数,油气层改造井、层数;

(7) 科研工作:地质综合研究、工程攻关和新技术、新方法的应用;

(8) 分析化验:常规项目、特殊项目;

(9) 勘探生产辅助工程:包括井场、水、电、通讯、道路等辅助工程,勘探单项工程设计(地质和工程施工),可行性论证及工程预算。

(10) 评价与决策:评价勘探和开发风险,综述勘探成果,核算投资与勘探效益分析,决策是继续勘探开发(下一步勘探方向及目标)还是转让区块或放弃此区块勘探开发。

不同勘探阶段所需要勘探工作种类、工作内容及工作量各有不同,以上工作量可根据需要确定。

6.2 不同勘探阶段及部署

国内外勘探阶段或工作量大同小异,勘探大致可分区为三个阶段,即区域勘探阶

段、圈闭预探阶段（对有利含油气构造进行勘探阶段）和油气藏评价阶段，第一阶段和第二阶段多合在一起，发现油气田后直接进行评价勘探、开发，计算探明储量。

工区应处于第二阶段--圈闭预探即对有利含油气构造进行勘探阶段。此阶段勘探目的及部署是对有利含油气区带进行地震普查、详查到精查及必要的物化探详查，查明圈闭及其分布，开展圈闭评价、优选有利的含油气圈闭，进行预探井钻探，基本查明局部构造、储层、盖层等情况，发现油气田并初步了解油气田特征。具体部署为

- 1) 二维地震详查及精查：详查测网密度1X1km，精查测网密度0.5X0.5km。
- 2) 部署预探井：充分论证基础上，形成整体部署方案，开展井位地质论证，对发现的有利的含油气圈闭进行钻探（第一口井不一定就能够发现油气藏）。
- 3) 发现油气藏，初步认识油气藏，并进入下一阶段。
- 4) 计算控制石油（天然气）地质储量。

油气藏发现后接下来勘探工作为油气藏评价阶段（第三阶段），其目的和具体工作部署为对上面发现的油气藏补做必要的地震（主要是三维地震），开展油气藏评价，进行评价井钻探，详细查明局部构造、断层、储层等形态与变化，查明油气藏类型、储层物性、流体性质及单井产能，计算探明储量，了解开采技术条件及开发经济价值，完成开发方案设计。可分为以下具体工作量。

- 1) 部署三维地震：根据需要确定具体观测系统、检波器组合、激发方式、覆盖次数、CMP面元等。
- 2) 开展精细构造解释及地质综合评价。
- 3) 开展评价井井位论证，钻探评价井。
- 4) 编制开发方案设计。

6.3 工区勘探部署及投资

工区目前处于对有利含油气构造进行勘探阶段。此阶段勘探目的是发现油气藏和油气田，探明储量；部署原则以控制、探明储量为目标进行部署,尽快查明油气田。主要是在综合研究基础上部署探井，完成钻探部署工作，以期发现油气藏，并得到控制储量，后进行解剖已发现的油气特征，寻找规律、全面认识区块油气特征，开展地质综合评价，钻探评价井，计算探明储量和落实多级储量，了解开采技术条件及开发

经济价值，完成开发方案设计。

按合同规定必须完成的义务工作量见表6-1，承诺的投资的义务为6713万美元。

依据勘探部署，计划完成的工作量具体见表6-2所示，对应总投资预计为2亿美元。

表 6-1 勘探期义务工作量及投资计划年度分解表（单位：百万美元）

序号	工作项目	工作量	2012	2013	2014	小计
1	综合研究、评价、优选有利钻探目标		1.5	1.5	1.5	4.5
2	钻盐下层/6500m 探井	1 口	15	20		35
3	钻盐下层/6500m 评价井	1 口			25	25
4	试油测试			1.5	1.13	2.63
	总计（投资，百万美元）		16.5	23	27.63	67.13

表 6-2 勘探期内勘探部署及投资计划年度分解表（单位：百万美元）

序号	工作项目	工作量	2012	2013	2014	小计
1	资料收集整理		1	0.5		1.5
2	地球物理资料（二维、三维）重新处理、解释	2D/3D: 1227/684 (km ²)	1	0.5		1.5
3	开展综合地质研究、资源潜力分析，评价、优选有利钻探目标		2	2	2	6
4	厘定与编制勘探部署方案		1	0.5		1.5
5	钻井地质及钻井工程设计		2	1		3
6	钻（盐下层/6500m）井	3 口	15	25	35	75
7	钻（盐上层/1500m）井	3 口	9	4.5		13.5
8	钻前准备工作（现场踏勘、修路、井场铺垫等）		15	30	15	60
9	录井、测井、取心		2	4	3	9
10	试油测试		0.5	2	1.5	4
11	试采（试采方案编制及实施）			2	20	22
12	油气藏评价与研究、探明储量计算，编制开发方案			1	2	3
	总计（投资，百万美元）		48.5	73	78.5	200

7 认识与结论

通过对滨里海盆地、阿斯特拉罕穹隆、依玛谢夫和南依玛谢夫，各项地质资料的综合分析，对工区、邻区及盆地的性质、构造及其演化、地层充填及其沉积特征、油气地质特征，勘探潜力与风险评估及工作部署等方面有了初步认识，得出了以下主要认识与结论。

1) 滨里海盆地可分为五大构造带，工区位于其中的阿斯特拉罕—阿克纠宾斯克隆起带上，大的构造带内又分为若干个次一级隆起和坳陷区。盆地基底具有断块结构，一些规模不等的断块组成一些幅度由几百米至上千米的局部隆起与坳陷；阿斯特拉罕穹隆就属于这种基底隆起上发育的隆起或长垣、地块，工区在这一隆起的东南部或者说是这一隆起的外围构造。

2) 盆地沉积盖层主要发育有盐下层系、含盐层系、盐上层系三套地层组合，其中盐下层和盐上层是主要的含油气层系。盐下包括巨厚的碎屑岩和碳酸盐岩层序，在盆缘古隆起上发育有石炭系生物礁体；含盐层系为主要由盐岩和硬石膏层构成，厚度变化 1~6km，在盆地内形成了 1500 多个大小不等的盐丘构造；盐上层系为主要为碎屑岩沉积，厚 5~9km，分为上二叠统—三叠系和侏罗系—下白垩统两个油气储集综合体，砂岩储层多为浅海陆棚相和三角洲相砾质石英砂岩，少量为长石砂岩，一般都有较高的成分成熟度和结构成熟度，为有利的油气储集层。工区及邻近区域具备三套沉积层序，也应具备多套有利储层体系。

3) 目前盆地已发现 200 多个油气田和近 600 个油气藏，这些油气田绝大多数分布在盆地周缘，在平面上可划分为五个大的含油气区；纵向上可分为盐上与盐下二大含油气组合，目前已探明的油气储量主要分布在盐下组合中。

4) 盆地盐上油气藏具有量多、藏小、丰度低、类型多、储量小的特点，勘探难度较大，油气藏多与盐体和盐丘构造有关，一般为断鼻、盐丘遮挡、盐丘上倾悬挂、地层不整合等油气藏，盐上层系成藏的主控因素是油源问题。

5) 盐下油气藏具油源充足、储层稳定，面积大、含油高度大、数目少、规模大、储量大的特点，主要是构造圈闭（背斜）油气藏和地层圈闭（礁体）油气藏，多与盆地周边的窄长构造带和构造阶地有关，盐下落实的构造目前尚未落空，盐下层钻井深度大、投资大，风险相对大，盐下成藏的主控因素是储集体问题。

6) 南依玛谢夫盐下储层风险前总资源量: 保守资源量 $1102.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气、 $2286 \times 10^4 \text{t}$ 油 (当量), 最佳资源量 $1922.5 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气、 $8000 \times 10^4 \text{t}$ 油 (当量), 乐观资源量 $2862.15 \times 10^8 \text{m}^3$ 天然气、 $13714 \times 10^4 \text{t}$ 油 (当量); 盐上储层风险前总资源量: 保守资源量 $5127 \times 10^4 \text{t}$ 油 (当量), 最佳资源量 $6375 \times 10^4 \text{t}$ 油 (当量), 乐观资源量 $7624 \times 10^4 \text{t}$ 油 (当量)。

7) 卖方PGS对盐下储层进行了风险评估得到了C2b储层0.3的勘探成功概率和上泥盆统-下石炭统储层0.18的勘探成功概率; 利用CCOP的油气勘探国际地质风险分析准则评估认为C2b及中上石炭统至下二叠统储层的总体地质风险 (勘探成功的概率) 为0.37, 上泥盆统-下石炭统储层的总体地质风险 (勘探成功的概率) 为0.19, 盐上储层总体地质风险 (勘探成功的概率) 为0.076 (大于0.05), 未钻井证实油气存在、复杂而独特的油气地质条件、不完善的前期勘探工作, 整体上工区存在一定的勘探风险。

8) 根据勘探部署, 勘探期 (前三年) 内勘探总投资为 2 亿美元, 而合同规定的投资义务为 6713 万美元。

9) 项目风险分析

有利因素:

a) 工区位于富含油气的滨里海盆地中, 具有较好的烃源岩、储层、盖层、构造圈闭及较好保存条件, 主要的勘探目标是盐下层序下二叠统-石炭系碳酸盐岩储层。

b) 工区三维地震资料 and 各类其他评价报告证实工区存在有利的油气构造。

c) 合同区紧邻依玛谢夫和阿斯特拉罕大型和巨型油气田, 构造上同属于阿斯特拉罕长垣, 其稳定的构造背景保证了盐下储层良好的连通性和保存条件, 以及可能的统一地层流体系统。

d) 研究显示长垣内储层质量从地台中心部分到地台边缘越来越好, 位于边缘的南依玛谢夫区块的储层质量可能好于或相当于依玛谢夫油气田和阿斯特拉罕气田。

不利因素:

a) 由于伏尔加河三角洲地区比较差的地面通行条件和苏联时代对该区块的不重视, 使合同区域的地震数量不足而且相关资料质量较差, 难以对后期的钻探工作给予有力的指导。

b) 工区盐下层序储层的埋藏深度大, 同时伏尔加河三角洲地区地面基础设施很

差，工程施工困难，勘探和开发成本将会很高。

c) 盐上层盐构造运动复杂，圈闭的保存条件不确定，地震资料的质量较差，增加了盐上层勘探风险。

总之，工区位于富含油气的盆地，处于有利构造，主力储层为海相层序，风险前总资源量大，证实其有极佳的勘探潜力；复杂而特殊的地质条件，使勘探具有相当的难度和风险，但如果钻井证实油气存在，潜在的储量和商业价值将会很高。

部分参考文献

1. 刘洛夫、朱毅秀等, 2004, 中亚地区及滨里海盆地油气地质特征及有利区带预测(中国石化集团公司科研项目成果报告:《国外含油气盆地研究》成果报告之二)。
2. 中国石油天然气总公司信息研究所, 1997, “IRIS21 国际石油勘探开发数据库”, 北京。
4. 朱毅秀、刘洛夫、林畅松, 2005, 中亚地区费尔干纳盆地油气地质特征[J], 兰州大学学报(自然科学版), 42(1) P67-72。
5. 朱毅秀、刘洛夫 中亚地区南塔吉克盆地油气地质特征(2007年2月, 新疆石油地质, 28(2))。
6. 刘洛夫、朱毅秀等, 2002, 滨里海盆地盐上层系油气地质特征, 西南石油学院学报, 24(3)。
7. 刘洛夫、朱毅秀等, 2002, 滨里海盆地盐下层系油气地质特征, 新疆石油地质, 23(5)。
8. 刘洛夫、朱毅秀等, 2003, 滨里海盆地岩相古地理特征及其演化, 古地理学报, 5(3), P279-290。

Almaty

47 Abai Ave., Office 2, Almaty 050000
tel.: +7 (727) 3 968 968 (multiline)
fax: +7 (727) 3 968 990
e-mail: aequitas@aequitas.kz
www.aequitas.kz

LAWFIRM**Алматы**

пр. Абая 47, офис 2, г. Алматы 050000
тел.: +7 (727) 3 968 968 (многоканальный)
факс: +7 (727) 3 968 990
e-mail: aequitas@aequitas.kz
www.aequitas.kz

日期: 2011 年 12 月 15 日

致: Haiming Jiang 先生, 副总裁兼总法律顾问
公司: 新疆广汇石油有限公司
自: AEQUITAS 律师事务所
关于: 已发现风险的摘要

对 ALGA CASPIYGAS LLP 的尽职调查中
已发现风险/问题的摘要
之
备忘录

第一部分 概况

1. 概述

根据 Haiming Jiang 先生 2011 年 11 月 10 日来信中的询问, 我们就在对 Alga CaspiyGas Limited Liability Partnership (以下简称“LLP”) 的有限尽职调查过程中所发现的风险, 制备了本摘要(以下简称“摘要”)。本摘要仅涉及 LLP 因实际情况和已从事的法律行为而产生的法律风险, 并不就任何政治的或经济的风险进行阐释。

2. 审阅的范围以及缺少的文件

我们根据已提供给我们的文件, 按照我们所采用的尽职调查惯例, 制备本摘要。

关键的文件和信息于 2011 年 12 月 6 日至 2011 年 12 月 12 日期间, 在 LLP 的办公室, 即, Al-Farabi 大街 17 号, Nurlly-Tau 商业中心, 4B 座, 703 办公室(数据库), 向我们提供。同时一些文件也通过电子邮件的方式向我们提供, 提供的时间截至 2011 年 12 月 13 日。因此, 尽职调查的截止时间为 2011 年 12 月 13 日。

在尽职调查中(简称“尽职调查”), 我们审阅了 300 多份文件, 这些文件的清单作为附件 2 附于本摘要。

请注意, 需审阅的、披露 LLP 行为的某些方面的大部分文件未予提供。根据 LLP 提供的信息, LLP 没有涉及环境问题的相关文件, 因为该等文件在合同终止后已提交给主管部门, LLP 正在进行归还合同续期的相关工作。

我们认为, 如果对未提供的文件进行分析, 可能会发现本摘要未予阐释的新的风险, 包括重大和/或无法补救的风险。

Astana

11Kabanbai Batyr Ave., Office45
Astana 010000
tel: +7(7172)68-88-61
fax: +7 (7172) 68-88-80
e-mail: astana@aequitas.kz

Астана

пр. Кабанбай Батыра 11, ВП-45
Астана 010000
тел: +7(7172) 68-88-61
факс: +7(7172) 68-88-80
e-mail: astana@aequitas.kz

Atyrau

27 Momysh-Uly Str., Office 8
Atyrau 060000
tel: +7(7122)58-61-10
fax: +7 (7122) 58-61-10
e-mail: aequitas_atyrau@nursat.kz

Атырау

ул. Момыш-Улы 27, офис 8
Атырау 060000
tel: +7 (7122) 58-61-10
fax: +7 (7122) 58-61-10
e-mail: aequitas_atyrau@nursat.kz

在任何情况下，我们在本摘要中陈述的结论，仅限于我们对尽职调查期间向我们提供的和我们已获得的文件的分析。

我们认为，已提供的文件并未充分披露所有重大事项，该等重大事项应在对 LLP 的全面尽职调查的过程中予以审查。

3. 审阅范围

鉴于已提供文件的范围有限，我们仅就以下事项进行了审查：

- 1) 公司概况（见于本摘要第二部分第 1 节）；
- 2) 底土（见于本摘要第二部分第 2 节）；
- 3) 资产及其合法权属（见于本摘要第二部分第 3 节）；
- 4) 重大合同（见于本摘要第二部分第 4 节）；
- 5) 从事特定活动的许可（见于本摘要第二部分第 5 节）；
- 6) 债务（见于本摘要第二部分第 6 节）；
- 7) 环境问题（见于本摘要第二部分第 7 节）；
- 8) 国家主管部门的检查（见于本摘要第二部分第 8 节）；
- 9) 诉讼（见于本摘要第二部分第 9 节）；
- 10) 劳动关系（见于本摘要第二部分第 10 节）。

由于缺少相关文件，我们并未审查 LLP 以下方面的活动：（i）知识产权；以及（ii）证券。

4. 假设和保留意见

4.1. 适用法律

我们审阅已提供的文件时，仅考虑该等文件是否符合适用的（当时或现行有效的）哈萨克斯坦法律的规定，并未专门就其完整性、体例、法律方法以及 LLP 的利益是否均衡等进行分析。

制备摘要时，我们按照适用的（当时或现行有效的）哈萨克斯坦法律的要求进行了分析。

本摘要所援引的各项法律的正式名称以及在本摘要中所使用的简称的清单，作为附件 1 附于本摘要。

4.2. 审查的期间

根据尽职调查所采用的惯例，由于本次委托未另行特别要求，按照一般时效期限，审查的期间为三（3）年。

在本摘要的制备过程中，我们也使用了一些 LLP 向我们提供的，与公司性事务和资产相关的提及更早期间的文件，以及涉及其他事项的某些文件。

因此，除本摘要明确提出的问题外，我们未单独就 LLP 在审查的期间之前的行为可能引发的风险进行调查和评估。

需注意，尽管该等风险出现的可能性普遍较小（具有更长时效期限的某些法律关系的相关风险除外，例如税务关系），该等风险在理论上不能一并排除。

4.3. 法律问题和事实问题

本摘要仅限于法律问题，并不间接地或以其他方式对任何事实问题做出任何结论。本摘要中的任何结论，如果可被认为是既涉及法律问题又涉及事实问题，本摘要仅限于法律问题。

就摘要涉及的事实方面的各项事宜，我们依赖于我们审阅的文件中的陈述和保证。我们不对与文件有关的事实和情况展开独立的调查，我们并不知晓可能影响这些文件合法性的任何事实。

4.4. 政治风险

制备本摘要时，我们并未就任何政治风险或与公众舆论或任何人的个人特点有关的风险，以及虽非直接的法律风险、但在特定情况下可能影响法律执行事宜的任何其他风险，进行审查或评估。

s 特别是，我们将法律的后续修订视为政治风险，其中包括相关法律变为具有溯及力因而可能对 LLP 的活动造成消极影响的风险。

4.5. 文件真实性

本摘要制备过程中所审阅的文件均来自可靠的信息来源，并且，据我们所知，相关文件中的所有信息均为真实和准确的。但是，我们并不保证第三方提供的并在本次审查过程中使用的该等数据、观点或假设的准确性，也不就此承担责任。

我们并不保证向我们提供的文件的真实性，也不就此承担责任或进行评估，我们假设这些文件已有效签署并在其提及的期间内具有效力。

审阅文件时，我们在未经任何独立调查或核实的情况下假设，所有相关人员均有法律能力，所有签字均是真实的，这些文件不存在任何修订、增补或改动，以及以复印件形式提供给我们所有文件的原件均为真实的。

由于某些文件未加盖任何印章或经授权人员签署，我们假设，尽管未经正式查证，这些文件包含真实的信息。

4.6. 文件的语言

制备本摘要时，我们仅依赖于这些文件的俄文内容，为本摘要之目的，我们并未审阅和考虑可能存在的、以其他语言书就的文件的内容。

向我们提供的大多数文件均以俄文书就。这些文件并未表明是否存在对应的哈萨克语文本。

根据语言相关法律，个人和法律实体在哈萨克斯坦以书面形式达成的所有交易，应使用哈萨克语和俄语，必要时可附其他语言的译本。

不符合上述要求可能导致交易无效的不利后果。理论上，以（哈萨克语以外的）其他语言达成的交易被认定为无效，需满足法律规定的关于交易无效的事由，例如，违反交易形式或者违反公共法律。

尽管就交易语言存在非常严格的法律规定，我们并不知晓任何由于未使用哈萨克语而仅使用俄语或一种外语在哈萨克斯坦共和国达成的交易被认定为无效的特别案例。但是，尽管不存在违反语言相关法律的明确惩罚性规定，缺少哈萨克语的文件本身构成对法定条件的违反，这点可构成政府机构和其他利益相关方提起各类诉求的理由。

4.7. 术语的含义

本摘要各节中的大写词语和表述的含义，与其在各节项下审阅的文件中的定义相同。

4.8. 货币汇率

依据现行哈萨克斯坦法律，哈萨克斯坦居民之间的金钱债务必须以腾格计价。但为方便起见，本摘要中的所有金额均使用等值美元，并按照凑整法则计为最接近的整数。

因此，本摘要中的金额以美元为单位，并不表示相应债务存在以美元计价因而违反法定要求的情况。

具有特殊意义的某些金额（例如，注册资本、关税及其他）原本以腾格计价。

该等以腾格计价的金额以 1 美元 = 150 腾格的统一汇率换算为等值美元。该汇率为哈萨克斯坦央行当前货币牌价（currency corridor）的中间价。

请注意以下可能存在的情况：

- 1) 本摘要所载数额发生时的正式美元汇率可能与上述汇率不同（例如，罚金数额，合同金额等）；
- 2) 截至本摘要出具日，正式美元汇率已与本摘要中所使用的汇率存在重大不同。

5. 时效

在哈萨克斯坦，时效通常为三（3）年，如果存在立法规定，则该期限可能会多于或少于三年。税务责任和权利主张的时效通常为五（5）年。

时效自当事人知悉或应该知悉违反权利的行为之日起算，法律规定的特定案件除外。

对于有明确期限届满之日的债务而言，时效自该期限届满时起算。就期限届满之日并不明确或直至诉求提出之时才明确的债务而言，时效自履行债务的诉求提起时起算。

税务责任和权利主张的时效自相关税务期间结束后开始起算，但法律规定的情况除外。

时效自作为诉求基础的事件发生之日的次日开始计算。

6. 其他时效

行政违法行为的时效通常为自该行政违法行为发生之日起的两（2）个月，在环境领域，时效为六（6）个月，而在税务领域、针对法律实体的自然资源垄断和反垄断立法领域，时效为自该违法行为发生之日起的五（5）年。对于持续行政违法行为，时效一般为该行政违法行为被发现之日起的两（2）个月。

7. 行政罚金的最高额

行政罚金的数额取决于依照《行政法》条文对于行政违法行为的认定。大型商业实体因一项违法行为可能缴纳的罚金最高额约合 20,160 美元。对于同一法官（主管部门、官员）审理的多项违法行为所征收的罚金最高额不超过 6,000 月计算指数（约合 60,480 美元），但罚金以责任数额的百分比表示的情况除外。

8. 多重违法

在可以强制性终止法人 LLP 的法定名称的原因当中，包括但不限于如下的“从事未经适当许可（特许）的活动、从事立法禁止的活动、或者从事重复性或者大量的违法活动”。

由于我们理解的重复性违法行为可能是任何性质的违法行为，理论上该违法行为（或者全部违法行为）可能是指那些不遵守程序或者其他轻微的违法行为，这些违法行为自身并未表现出严重的风险而且在实务中可能出现在任何法人的活动当中。例如，LLP 没有通过关于批准年度财务报表的特定文件，但这些文件必须经由最高管理机构每年批准；依照我们通过现有文件能够得出的判断，文件中的哈萨克语文本在文字上不存在违反立法的内容，或者即便有也仅在有限的程度内存在。

9. 缩略语

本摘要中使用了下列缩略语：

LLP	– Alga CaspiyGas Limited Liability Partnership
哈萨克斯坦	– 哈萨克斯坦共和国
俄联邦	– 俄罗斯联邦
月计算指数	– 月计算指数（于本摘要制备之日，为一千五百一十二（1,512）哈萨克斯坦腾格（十美元））
腾格	– 哈萨克斯坦腾格
美元	– 美元
MOG	– 哈萨克斯坦共和国石油天然气部
MEMR	– 哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部
主管部门	– 到 2010 年 3 月指 MEMR，自 2010 年 3 月起指 MOG

- | | |
|-----------------|--|
| ITD Zapkaznedra | – 哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地况和底土使用委员会的阿特劳州地况和底土使用监察处的西哈萨克斯坦地区间领土地况和底土使用科 |
| 合同 | – 哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部（主管部门）与 Alga CaspiyGas Limited Liability Partnership（合同者）之间于 2006 年 1 月 12 日订立的关于在阿特劳州 XXVII-4（部分）、XXVII-5（部分）、XXVIII-4（部分）、XXVIII-5（部分）和 XXVIII-6（部分）区块进行碳氢化合物勘探的合同（国家登记号 1933，包括下列补充协议）。 |
| 第 1 号补充协议 | – 哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部（主管部门）与 Alga CaspiyGas Limited Liability Partnership（合同者）之间于 2008 年 11 月 19 日订立的关于在阿特劳州 XXVII-4（部分）、XXVII-5（部分）、XXVIII-4（部分）、XXVIII-5（部分）和 XXVIII-6（部分）区块进行碳氢化合物勘探的日期为 2006 年 1 月 12 日的第 1933 号合同的第 1 号补充协议（登记号 2862）。 |
| 第 2 号补充协议 | – 哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部（主管部门）与 Alga CaspiyGas Limited Liability Partnership（合同者）之间于 2009 年 4 月 27 日订立的关于在阿特劳州 XXVII-4（部分）、XXVII-5（部分）、XXVIII-4（部分）、XXVIII-5（部分）和 XXVIII-6（部分）区块进行碳氢化合物勘探的第 1933 号合同的第 2 号补充协议（国家登记号 3367）。 |

第二部分：法律分析

A. 摘要结论

根据本摘要所提出的评论和保留意见，LLP 的活动通常是在遵守现行哈萨克斯坦立法的条件下开展的，并且，除了特别指出的，已确认的违法行为均不具备不可救济的性质。就 LLP 基于合同而享有的底土使用权来讲，我们认为存在重大风险，在某些情况下可能导致合同终止。

本结论是基于截至本摘要制备之日我方对数据库所包括的文件和数据的审阅而做出的。但是，鉴于截至本摘要制备之日的已提供文件对于全面而综合的研究需审阅的底土使用、公司、劳资和其他事项来讲不能被认定为是充分的，因此，本摘要包括对基于已提供文件所确定的风险的描述，以及对理论上潜在的风险的描述，均需依赖进一步的信息以确认。

B. 详细分析

1. 公司概况

1.1. LLP 建立的简要历史

根据 2011 年 3 月 10 日的编号为 56602-1910-LLP 的法律实体国家再登记证书的规定，LLP 最初于 2003 年 7 月 8 日建立并登记。LLP 未向我们提供含有 LLP 创始人信息的文件。

就 LLP 存续的全部期间内有关 LLP 参与方的构成而言，我们根据已提供文件确认了以下事项：

- i. 根据 2006 年 1 月 5 日的 LLP 创始协议的规定，LLP 的参与方为 Vasse 投资有限公司（持有 LLP 注册资本的 70%）以及 KazGas 有限公司（持有 LLP 注册资本的 30%）；
- ii. 2009 年 2 月 12 日的 MEMR 函件（编号为 14-05-1157）显示，于该函件之日，LLP 的参与方为 Vasse 投资有限公司和 Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited，且 MEMR 同意将 100% 的 LLP 注册资本转让给 Max Astrakhanskiy Holdings B.V.（荷兰）注册资本的转让交易，但由国家收购 LLP 100% 的权益以及 Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited 100% 的股份被认定为不合适；
- iii. 目前，LLP 的独立参与方为 Foren Associates Ltd.（在英属维京群岛设立并登记），根据该公司与 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 于 2011 年 1 月 27 日签署的《权益出售与购买协议》（下称《权益出售与购买协议》），该公司获得 LLP 100% 的参与权益（LLP 注册资本 100% 参与权益的价值为 200 万美元）。

公司章程规定 LLP 的注册资本为 8.72 万腾格（约 581 美元）。

LLP 的法定地址为：哈萨克斯坦阿拉木图市 Bostandykskiy 区，Manas 街 32A，但实际上 LLP 目前位于：哈萨克斯坦阿拉木图市 Al-Farabi 大街 17 号，Nurly-Tau 商业中心，4B 大楼，703 办公室。

1.2. 缺少证实 LLP 的设立以及收购 LLP 参与权益的文件

根据已提供的 LLP 国家再登记证书的副本，我们可以确定 LLP 已进行国家登记这一事实，但无法证实其是否遵守所有与 LLP 的设立和登记相关的制定法要求。

LLP 未向我们提供证实之前和目前的 LLP 参与方收购 LLP 参与权益的文件，包括

- i. 有关 LLP 创始人的文件；
- ii. KazGas 有限公司据以停止作为 LLP 参与方的文件；
- iii. Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited 据以成为 LLP 参与方的文件（根据从 LLP 员工处获得的口头信息，KazGas 有限公司将其持有的 LLP 注册资本 30% 的参与权益转让给 Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited，但 LLP 未向我们提供相关文件）；
- iv. Vasse 投资有限公司和 Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited 据以将其持有的 LLP 100% 的参与权益转让给 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 注册资本的文件；
- v. 当剥离 LLP 参与权益时确认政府主管部门已经同意以及监督其他参与方优先购买权的文件。

风险：鉴于以上事项，我们无法确认 LLP 参与方收购参与权益的合法性以及参与方的构成或变更是否符合所有必需的法定手续；也无法排除因参与权益交易的不合法性而导致反垄断局（如适用）或主管部门提起诉讼的风险。没有主管部门的同意以及违反哈萨克斯坦优先购买 LLP 权益的权利是合同终止的基础。

已提供的 2009 年 8 月 6 日编号为 14-05-7016 的 MEMR 函件暗示 Vasse 投资有限公司和 Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited 计划在其将 LLP 100% 的注册资本转让给 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 公司注册资本后，此两家公司将进行清算。根据 MEMR 函件的内容，需要考虑的问题是：即将清算的法律实体可能缺少足够的资金以清偿债权人的债务，并可能由此导致对接受 100% LLP 注册资本权益的 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 之股份的强制执行。

根据哈萨克斯坦的立法规定，如果已清算法律实体的财产价值不足以满足债权人的权利主张，则该法律实体可能被要求按照破产程序进行清算。在破产清算的情况下，在特定情形中，涉及债务人财产剥离的交易可能违法。

我们没有排除有可能适用于 Vasse 投资有限公司和 Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited 清算的其他类似规则。在该等情况下，在我们看来，不能排除 Vasse 投资有限公司和 Max Petroleum Astrakhanskiy Holding Limited 在其清算前将 LLP 注册资本 100% 的权益转让给 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 注册资本可能导致争议从而引发的潜在风险，相应地，也不能排除这种风险，即收购 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 权益的 Foren Associates Ltd 也可能就 LLP 注册资本 100% 的权益提起诉讼。

1.3. 收购LLP 参与权益的买入期权

《权益出售和购买协议》规定了一项买入期权，根据该条款的规定，如果在 Foren Associates Ltd. 登记为 LLP 独立参与方之日的一年内，LLP 不能再次获得（或不能续展）其与 MEMR 签署的底土使用合同，或获得一份在同一地理位置的底土使用合同，则 Max Astrakhanskiy Holdings B.V.（卖方）有权要求 Foren Associates Ltd.（买方）归还 LLP 注册资本 100% 的参与权益。

如果卖方行使买入期权，则买方有义务将 LLP 注册资本 100% 的参与权益转让给卖方，有义务保证 LLP 各位董事的替代权利并向卖方支付 20 万美元。

根据《权益出售与购买协议》的字面解释以及合同根据 2011 年 5 月 19 日的法庭判决已经续展这一事实，我们认为该项买入期权已经终止。

鉴于合同可能于买入期权的有效期间（Foren Associates Ltd 登记为 LLP 独立参与方的一年内，即 2012 年 3 月 10 日之前）内终止，如果证明双方于《权益出售与购买协议》签署时宣称合同将在买入期权期限届满时仍有效，则我们不会排除与针对 Foren Associates Ltd 提起的诉求相关的潜在风险。

1.4. 缺少同意和批准

1.4.1. 缺少主管部门的同意

(i) 剥离 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 持有的 LLP 100% 的权益对 Foren Associates Ltd 有利

在《权益出售与购买协议》签署之时，LLP 不是底土使用者，因为合同被 MOG 决议单方面终止（其后，该决议被哈萨克斯坦的法庭判决取消，LLP 根据合同应享有的底土使用权也被恢复）。

因为终止合同的 MOG 决议已被取消，我们认为这会导致一个风险，即由 Foren Associates Ltd. 和 Max Astrakhanskiy Holdings B.V. 签署的《权益出售与购买协议》可能会被变更，因为其并未包括代表哈萨克斯坦的主管部门就其收购 LLP 注册资本 100% 参与权益的优先购买权的弃权声明，也没包括该等机关对权益剥离的同意。但是，考虑到实际情况，即 LLP 已经履行因合同终止而导致的义务，包括放弃合同区域，我们认为，《权益出售与购买协议》签署时并未获得 MOG 的同意，而且，目前 LLP 参与方的权益（Foren Associates Ltd.）是可辩护的。我们知悉，一家底土使用公司在底土使用合同终止期间内开展的参与权益剥离交易实践被主管部门认可，且并未产生争议。

我们还认为，剥离 LLP 参与权益的交易不需要获得主管部门的后续批准。我们认为，就恢复合同而言，将 LLP 参与方的变更通知主管机关即可。

(ii) 由 KazGas 有限公司持有的 LLP 注册资本的权益的剥离

LLP 未向我们提供 MEMR 对 KazGas 有限公司持有的 LLP 注册资本权益剥离的同意，如果缺少该同意，则会导致本交易不合法和主管机关使用优先购买权而导致合同终止（1996 年底土保护法第 45-2 条第 2 段第 6 款）的风险。MEMR 同意 LLP 参与权益的后续交易承认这样一种假设，即主管机关确实就上述案件表示同意，但是，我们无法真正确认，因为没有文件支撑。

1.4.2. 缺少反垄断局的批准

根据哈萨克斯坦有关竞争的立法规定，我们不排除涉及 LLP 参与权益收购的交易处于经济关注（economic concentration）的概念范围内。该交易涉及的人（买方及其关联方以及 LLP 及其关联方）的资产的总计账面价值可能超过法律已设定的界限，根据该界限，该等交易将不属于反垄断立法的调整范围。如果前述条件成立，则反垄断局的同意是必须的。

我们并未持有相关文件以证实 LLP 或其参与方已经获得反垄断局对涉及收购 LLP 注册资本参与权益的交易的初步批准。

风险：缺少反垄断局的批准将导致这样的风险，即针对反垄断局提起的诉求而开展的司法程序中，收购 LLP 注册资本的参与权益的交易具有不合法性。

我们相信，包括根据司法实践的趋势，基于此依据的上述交易的不合法性风险并不高，这是因为，因收购参与权益而导致的加剧经济关注或竞争减弱并不明显，而这也可以作为辩护已达成交易的依据。

1.5. LLP 注册资本的缴付

LLP 未向我们提供证实 LLP 注册资本 8.72 万腾格已经缴付的文件。注册资本的缴付间接的由 LLP 的财务资产负债表支持，该表应由独立审计员确认。同时，我们尚未获得任何有关 LLP 创始人何时缴付注册资本的信息。

在 LLP 登记之前，LLP 参与方有义务出资至少 25% 的注册资本总额，但在任何情况下出资额均不得低于注册资本的最低限额。另外，参与方在 LLP 财产中的所占份额仅应根据其出资额而被剥离或抵押。

未能满足 LLP 注册资本构成的最终期限是终止 LLP 的一个理由，并且，剥离 LLP 未缴付价款的权益的交易可能是不合法的。就截至今日的事实而言，LLP 注册资本已缴付，我们认为该等风险未必发生。

1.6. LLP 章程的内容

章程的内容自批准之日起即符合哈萨克斯坦已生效立法的各项规定。

在章程的当前版本被批准后，有关章程所包含条款的立法规定被修订（尤其是，章程必须包含公开合伙活动信息的媒体名称）。为了让章程能符合现行立法的要求，我们建议在进一步修订章程时包括上述条款。

1.7. LLP 的管理机构

根据章程，LLP 的管理机构如下：

- i. 最高管理机构——参与方——Foren Associates Ltd;
- ii. 执行机构——总经理。

目前，根据 Foren Associates Ltd 于 2011 年 10 月 13 日召开的董事会会议纪要，LLP 的总经理为 Vladimir Tserenovich Chumashkayev，一位永久居住于哈萨克斯坦的俄联邦公民。

- iii. 章程规定监事会对 LLP 履行控制职能。但 LLP 未向我们提供有关设立该机构的任何文件。

根据章程条款的规定，监事会对 LLP 的年度预算、财务报表和资产负债表下达意见。参与方未取得监事会意见时不得批准资产负债表（P14.4）。如果 LLP 参与方没有设立监事会，我们认为 LLP 各机构的日常活动则受阻碍，且存在 LLP 各机构违反其章程所规定职能的风险。

1.8. 对 LLP 独立参与人决议的评论

LLP 未向我们提供独立参与人批准年度财务报表的决议。

缺少该决议可能导致认定 LLP 开展的活动不断违反立法规定的风险，这是 LLP 根据法庭判决进行清算的依据。

1.9. LLP 执行机构的选举

LLP 未向我们提供证实 LLP 在 2011 年 2 月 9 日前的期间内拥有总经理的文件。

根据已提供的于 2006 年 4 月 6 日 LLP 参与方大会的会议纪要，Ole Udsen 被选为 LLP 的总经理。其他已提供文件间接地暗示 LLP 的总经理其后被变更过很多次。但是，缺失相关文件，我们无法确认 LLP 执行机构的选举是否符合所有的已规定程序。

请注意，一个法律实体是根据法庭判决清算的，如果没有管理人员，则该法律实体无法运营一年。如果存在缺少依法选出的 LLP 总经理这一事实，则基于上述理由，可能存在 LLP 须根据法庭判决进行清算的风险。但是，基于在超过审查期间的时限内 LLP 与主管部门保持通信/联系这一事实，包括代表 LLP 的总经理，我们评估该风险未必发生。

1.10. LLP 的地址

根据章程和法律实体国家再登记证书，LLP 的注册地址为：哈萨克斯坦阿拉木图市 Bostandykskiy 区，Manas 街 32A。

但实际上，LLP 目前位于：哈萨克斯坦阿拉木图市 Al-Farabi 大街 17 号，Nurly-Tau 商业中心，4B 大楼，703 办公室。

根据民法典，被认定为某一实体的地址应是该实体永久机构的地址所在地（就 LLP 而言——执行机构所在地）。法律实体的地址应在其创始文件中特别规定，说明完整的邮寄地址。在处理与第三方的关系时，法律实体不能提及与法律实体统一国家登记中（第 39 条）规定的地址不一致的实际地址。

在实践中，法定地址与实际地址的不一致可能导致各种争议情形，一系列与税务机关相关的不利后果以及行政责任，该行政责任以罚金形式存在，其数额为 35 月计算指数，约 352 美元。

如果法律实体的地址出现变更，则需要以规定的格式、在该变更的 10 个工作日内通知相应的税务机关，以避免上文所述的不利后果。LLP 未向我们提供任何确认 LLP 地址变更已通知相关税务机关的文件。

2. 底土使用

2.1. 引论

在考察 LLP（为本节之目的，下称“LLP”或“底土使用者”）底土使用活动的框架内，我们已经审阅合同及第 1 号补充协议和第 2 号补充协议以及支持 LLP 相关权利的其他已提供文件。

根据 2004 年 1 月 28 日的 MEMR 第 14-01-5536 号函件，就投标结果而言，LLP 被认为投资项目竞争投标的中标者，该投标是针对在阿特劳州第 XXVII-4（部分），5（部分），XXVIII-4（部分），5（部分）和 6（部分）区块开展碳氢化合物勘探作业的底土使用权而开展的。

2006 年 1 月 12 日，LLP 和 MEMR 签订合同并根据《底土使用运营合同国家登记法》的规定于 2006 年 1 月 12 日进行登记，编号为 1933。

2.2. 合同终止与续期

依据日期为 2010 年 7 月 9 日、有关终止 2006 年 1 月 12 日第 1933 号合同的 MOG 第 14-02-4823 号通知，合同已被 2010 年 7 月 3 日 MOG 部长的第 157 号令单方面终止，事关 LLP 实质性违反合同和工作计划确立的各项义务。

提供给本所的函件表明，LLP 已履行与合同终止有关的行为，归还合同区并退回依据合同在履约过程中收到的文件和资料。

2011 年，LLP 向阿斯塔那市区际特别经济法庭提起诉讼，请求撤销上述命令、并宣告其无效，还请求强制 MOG 收回上述合同终止通知、恢复合同有效以及 LLP 的底土使用权，并经与 LLP 初步协调，将 2010 年工作计划中因签发 MOG 令而未履行的义务转到 2011 年的工作计划中。阿斯塔那市区际特别经济法庭在其 2011 年 5 月 19 日的第 02-2409-11 号裁决中宣告 MOG 的 2010 年 7 月 3 日第 157 号令无效并撤销该命令，但驳回了其他请求。

上述法庭裁决于 2011 年 9 月 22 日生效。因此，合同已恢复效力。

2.3. 合同期限的恢复

2011 年 5 月 19 日的法庭裁决于 2011 年 9 月 22 日产生法律效力。MOG 有关恢复合同项下活动可能性的通知日期为 2011 年 11 月 8 日。本所不知道底土使用方收到该通知的日期。不过，MOG 于 2011 年 11 月 8 日作出的通知表明，2010 年 7 月 3 日关于单方面终止合同的第 157 号 MOG 部长令已于 2011 年 10 月 28 日根据第 187 号令被撤销。

因此，底土使用方没有机会在一个月和三个月的期间履行合同项下义务不是底土使用方的过错。

哈萨克斯坦法律未明文规定恢复合同效力问题以及/或者将合同期限延期至按主管部门决定终止合同的期间所对应的期间，而哈萨克斯坦法律确有明文规定可适用于依照法院裁决合同续期的案例。

在无明文规定的情况下，就本摘要所涉情形，本所认为可比照适用关于经主管部门决议在审判程序之外合同续期的《底土法》规范。

因此，根据法律规定，若主管部门动议通过关于勘探合同续期及撤销之前通过的合同终止决议的决议，则有关部门和底土使用方应在上述决议之日起的三个月内根据既定

程序就合同的补充协议达成一致意见并签约，而该补充协议必须约定合同续期问题，包括合同履行中断问题以及责任问题。经主管部门作出决议，上述就合同补充协议达成一致并签约的期间可以延长（《底土法》第 73 条第 4 款）。

本所已经收到 LLP 日期为 2011 年 11 月 24 日的第 3-04 号函件，其中 LLP 请求 MOG 将就合同的补充协议达成一致并签约的期间延长为四个半月。

若没有 MOG 关于延长就合同补充协议达成一致并且签约期间的决议，则补充协议（类推）应于 2012 年 1 月 28 日前签署（其依据为已生效的法院裁决撤销了 MOG 有关合同终止的 2010 年 7 月 3 日第 157 号令以及日期为 2011 年 10 月 28 日的 MOG 第 182 号令）。

本所认为，能否在确定的期间内签订合同的补充协议很大程度上取决于 LLP 及其起草所需文件的速度。由于合同的补充协议必须包含考虑合同中止期和实地具体情况的工作计划，本所无法判断及时签订补充协议的可能性。同时，本所认为，底土使用方在与 MOG 就合同补充协议中所体现的约定达成一致的前提下，可依据双方（MOG 和底土使用方）同意转到 2011 年的已批准 2010 年工作计划开展活动。

基于确保恢复受侵犯权利的原则（《民法典》第 2 条第 1 款），本所认为，MOG 应当相应地为合同补充协议的协调和签署作出贡献。

2.4. 合同机制的可能变化

根据已形成的惯例，通过 2010 年《底土法》后，在订立底土使用合同的补充协议时，主管部门坚持在其中添加新条款，包括确定底土使用方额外责任的终止规定。因此，我们不排除以下风险：在签署合同补充协议时，合同机制可能会变得有利于作为合同一方的国家。

鉴于合同已有的稳定条款，不利于 LLP 的法律修订不适用于在上述修订之前所授予或签署的合同，而且，为了保留关于终止合同的理由只能是 LLP 实质性违反合同或工作计划所规定义务等规定，本所建议在签订合同补充协议时保留现有版本中的合同条款。否则，主管部门将有机会依据现行的《底土法》，在底土使用方再次违反合同规定和/或工作计划时单方面终止合同。

2.5. 合同续展

合同最初订立为 4 年的期限，随后续展 2 年，此即第 2 号补充协议的内容。因此，合同期限在 2012 年 1 月 12 日届满（不考虑合同期限的恢复）。

按照《底土法》，允许续展海上勘探合同的期限，而其它勘探合同则不允许续展。1996 年《底土法》允许对勘探合同续展两次，每次续展至多两年。合同规定，经各方依据国家法律（第 3.3 款）一致同意，可续展合同期限。

由于根据合同规定，“法律”一词解释为依据既定程序通过且在合同项下义务形成之日有效的全部规范性法律，本所认为从法律上讲存在续展合同的可能。不过，本所不排除主管部门持有相反意见。

因此，本所认为，存在可能无法进一步续展合同期限的某些风险。

2.6. 依据法庭作出的撤销裁决对合同续期

如上所述，阿斯塔纳市区际特别经济法庭 2011 年 5 月 19 日的第 02-2409-11 号裁决宣告 MOG 于 2010 年 7 月 3 日作出的第 157 号令无效并撤销该令，因此，合同续期。

在对前述法院裁决提起的上诉和撤销程序中，上诉法庭维持原判（无变化）。该裁决于 2011 年 9 月 22 日产生法律效力。

哈萨克斯坦法律规定，可在一审法院裁决作出之日起的一年内，对已生效的法庭裁决在监督程序中提起上诉（就本摘要所涉情形，为 2012 年 5 月 19 日前），因此，本所不排除以下风险：上述法庭裁决会依据监督程序被提起上诉并被撤销。

请注意，为维护国家利益，近来法院裁决多在监督程序中被复议，因此，本所不排除以下风险：如果一审法院裁决被上诉到监督程序有可能被撤销。

2.7. 缺乏履约所需文件以及无合同区

提供给本所的函件表明，LLP 目前并不占有履行合同项下义务所需的文件和资料（包括地质资料）。所有文件和资料已在合同终止后依据 MOG 的指示转给获授权的国家机关。合同区也归还了国家（详情请参见下文第 3 条的第 3.1 款）。

目前，关于合同续期问题，LLP 正在努力索回必要的文件和资料。LLP 已经以书面询问的方式向获授权的国家机关提出申请，不过，目前尚未得到回复。

考虑到在现实中政府机关并不遵守相关规定在截止日期前回复个人和法律实体的询问，也由于缺乏对在合同续期的情况下通过司法程序退回文件和资料问题的规定，本所认为存在以下风险：LLP 因没有所需文件和资料而错过履行合同义务的最后期限。

而且，在 MOG 于 2011 年 11 月 8 日发出的有关合同续期的第 07-02-3113 号函后，可推断 LLP 必须遵守其在合同项下的全部义务，包括构成合同组成部分的工作计划中规定的义务。

本所认为，无论因何种原因延迟履行合同义务均可能招致主管部门提出权利主张，而 LLP 可能需为维护其权益进行抗辩，包括在法庭上进行抗辩。

2.8. 有关违反合同义务的风险

就目前发现的底土使用方在签订合同并开展合同项下活动时涉及的法律问题和违规情况，本所总结了下列一般性结论和意见。

2.8.1. 有关底土使用方未履行合同义务或履行合同义务不当以及未遵守现行法律规定或遵守现行法律规定不当的风险

(i) 未履行财务义务及其它工作计划义务

根据已提供的文件，至收到合同终止通知，底土使用方履行了 2008 年工作计划中其财务义务的 50.1%、2009 年工作计划中其财务义务的 28%，2009 年未履行的义务转至 2010 年；但是，2010 年的工作计划只在 2010 年的第一和第二季度予以履行。

底土使用方未进行工作计划中所预期的工作类型，包括建设附属构筑物、勘探井钻探等工作。2008 年工作计划中所预期的钻探一口深井的工作因签署第 2 号补充协议而转至 2009 年。2011 年，未履行合同。

鉴于未履行 2010 和 2011 年的义务是由于主管部门单方面终止合同，本所认为，未履行的义务将通过在签署合同的补充协议对合同续期（详情请见上文第 2.3 款）时适当修改工作计划的方式转至以后的期间。不过，本所认为，在合同终止前发生的违规仍属违规，如果 LLP 再违反合同，则可能一并处理。

(ii) 所缺文件

合同的一些附件未提供给本所，包括工作计划、地质分布及某些专家意见。依据现有的函件，本所推断上述文件已签署，但因缺少上述文件，本所不能确认上述文件已正式签署。

未向本所提供经批准的建井项目文件、经授权部门批准的环保预案以及证明历史成本支付的文件，因而，本所无法确认文件的正式签署以及 LLP 履行有关合同义务情况。

(iii) 缺少经批准、有关碳氢化合物勘探的企业风险、财产与责任保险的计划

已向本所提供 LLP 发给主管部门的多封信函，其中包含有关 LLP 自 2006 年至 2010 年期间订立的强制性保险合同的信息，但是，未向本所提供经有关部门批准的、有关碳氢化合物勘探的企业风险、财产与责任保险的计划。

依据合同，应在合同生效日的 90 天内编制保险计划并提交主管部门批准(第 17.1 条)。

长期不编制保险计划或者保险计划未获批准构成合同违约。

(iv) 缺少证明购买合同规定险种的文件

依据合同，底土使用方有义务在购买强制性的保险之外另购买下列保险：“有关输送和储存交付到碳氢化合物勘探现场的物品以及有关勘探过程中使用的底土使用方财产的财产风险和责任风险”（合同第 17.2 条）。本所未收到关于履行此项合同要求的证明文件，而违反此项要求构成底土使用方违约。

而且，也不存在对雇员在始于 2011 年 10 月 29 日的期间履行其劳动（职务）职责过程中发生的事故投保的强制性雇员保险合同，其亦违反合同第 17.3 条规定的合同义务。

(v) 保密信息的披露

依据合同，未经主管部门同意，底土使用方不可向第三方转让合同项下的保密信息，除非该等信息用于诉讼、为取得资金而提供给金融机构、或者提供给为底土使用方提供服务的第三方（受保密义务约束）、或者提供给有关政府机构。

本所未收到相关文件，确认 LLP 已征得主管部门同意为本尽职调查之目的而披露合同相关信息。本所不排除在其它情况下，未经主管部门适当批准，合同信息被转让给了第三方。

违反保密规定为合同中止的依据之一（合同第 28.2 条）。

(vi) 货物、工程和服务的采购程序；本地化要求

底土使用方在开展其在合同项下活动时所使用的哈萨克斯坦产设备、原料和制成品必须占开展合同项下经营所需总成本的至少 50%，前提是，其需符合标准和其它要求，并需按照政府制定的程序通过在哈萨克斯坦境内招标的方式采购（合同第 7.2.10 条）。

合同还有下列规定：

1. 底土使用方必须“在碳氢化合物勘探过程中聘用当地企业和机构开展工作和服务，包括航空、铁路、水运和其它运输方式的使用，且须占开展合同项下经营所需总成本的至少 70%，前提是，其需符合标准和其它要求，并需按照政府制定的程序通过在哈萨克斯坦境内招标的方式采购”（合同第 7.2.11 条）；
2. 底土使用方必须“在碳氢化合物勘探过程中优先使用当地人。当地人至少应占开展合同项下工作雇员总人数的 90%”（合同第 7.2.13 条）。

本所未收到相关文件，证明遵守了有关通过招标采购货物、工程和服务的合同规定。因此，本所假定，货物、工程和服务的采购未经招标，此构成违反合同义务(详见下文第 4 条第 1 款)。

本所也没有收到相关文件，证明在货物、工程和服务的本地化方面遵守了上文引述的要求。

底土使用方不履行本地化义务亦构成合同违约。目前，对遵守本地化要求的控制更加严格，因此项理由而终止合同的情况越来越常见。

2.8.2. 授予底土使用权的合法性

提供给本所的文件无法证实合同项下勘探权的授予符合所有法律规定。

假设勘探权非法授予、授予时违反了法律规定，则存在合同可能被宣告无效的风险。

不过，鉴于诉讼时效已过（虽然在某些情况下，法院可能恢复时效）以及合同补充协议已签署的事实，本所认为此风险关系不大。

2.8.3. 有关在签署合同及其补充协议时未遵守程序性规定的风险

依据哈萨克斯坦法律规定，在签署或修改底土使用合同时，合同及补充协议的草案需经有权对具体的底土使用合同问题进行审批和专家评估的哈萨克斯坦部委进行审批和专家评估。

已提供的文件缺少对某些审批和专家评估的确认。如在签署合同及其补充协议时未进行上述审批和专家评估，则相关合同规定可能被认定为未经批准。

3. 资产

已提供我们的文件表明，LLP 目前拥有办公场所物业的租赁权以及由电脑设备组成的动产产权。

3.1. 不动产权利

合同地块。阿特劳州的 Kurmangazinskiy 地区土地关系登记部门于 2010 年 12 月 10 日的致函中显示，此前曾作为合同地块授予的 1,579 公顷地块已由 LLP 放弃并归还国家，并且 LLP 目前不拥有任何地块。

因此，由于合同终止，授予并用于油田开发的地块已被放弃并归还国家。

依照 LLP 代表们的解释，由于续签合同，他们目前正与政府部门协调以便使此前放弃并归还国家的地块权利重新生效。

办公场所。根据 2011 年 10 月 17 的租约（以下简称为“租约”），LLP 目前拥有位于 Al-Farabi 大街 17 号 Nurly-Tau 商业中心 4B 大楼 7 层 703 室，面积为 147.7 平方米的办公场所的租赁权，该租赁期限截至 2012 年 10 月 1 日。

根据哈萨克斯坦立法，该国境内的金钱债务货币单位必须是腾格（《民法》第 282 条第 1 款）。

租约中的租金条款违反了上述规定而以美元作为货币单位，其具体约定是：每月租金为四千(4,000)美元，并依照付款当日哈萨克斯坦国家银行的汇率以腾格支付。

由于上述规定，租约的效力存在因未遵守立法而被质疑的风险。通过变更租约并以腾格作为租金单位的方式可能会减少风险。

3.2. 动产权利

关于动产，LLP 仅被提供我们一份其购买 77 台电脑设备（显示器、扫描仪、打印机等）的合同。

4. 重大合同

在尽职调查过程中，我们审阅了 LLP 最近三年（时效之内）的经济合同，并且我们认定在签署这些合同之时存在下列违法行为：

1. 依据合同义务，LLP 负责严格依照立法开展石油作业（合同第 7.2.4.条）

依据哈萨克斯坦的立法规定，当从事该国的底土使用作业时，底土使用者应当依照投标程序购买商品、工作和服务（《底土法》第 77 条、《1996 年底土法》第 63-1 条）。

如未遵守该规定，则应当由主管部门认定为底土使用者履行合同义务的费用中扣除商品、工作和服务的采购费用（《底土法》第 77 条第 6 款、《1996 年底土法》第 63-1 条第 7 款）。

LLP 未向我们提供可证明其在聘用供应商和承包商之时遵守投标程序的文件。

因此，如果 LLP 在与供应商和承包商订立合同之时未遵守投标程序，则存在这样的风险，即主管部门可能从合同义务的履行费用中扣除 LLP 在前述合同项下的费用。

2. 对于某些合同，承包商和供应商的活动需要特许，然而 LLP 并未提供我们任何特许证明。如果受聘的供应商没有获得必要的特许从而违反了法律规定，则存在 LLP 与其订立的交易可能无效的风险。

尤其是，交易无效的理由之一是该交易未获得适当特许或者在在特许失效之后完成的（《民法》第 159 条第 1 款）。利害关系人、政府部门或者检察机关均可以提起关于交易无效的主张。

5. 从事特定活动的许可

在合同履行的框架内，2008 年 5 月 21 日 LLP 获得了的特许以便其经营矿业生产，并从事钻井和油田设备、提升结构、在超过 0.7 千克/平方厘米压强下正常工作的锅炉、

超过 115°C 温度的传热剂以及在超过 0.7 千克/平方厘米压强下正常工作的容器和管道的装配和维修，该特许证的编号为 GL No. 002047（以下简称为“特许”）。特许类型为普通类（无限期）。

根据哈萨克斯坦的立法规定，LLP 每年度必须提交关于特许活动的报告。LLP 未向我们提供可证明其遵守该规定的文件。如果 LLP 没有向授权政府部门提交报告，则存在这样的风险，即 LLP 有可能承担行政责任，责任形式为缴纳最高至二千（2,000）美元的罚款并责令暂停特许或不责令暂停特许。

我们的结论完全基于对已提供文件的分析之上。我们无法验证下列事实：

- 1) LLP 从事了何种活动（包括以特许为条件的活动）；
- 2) LLP 遵守了与从事特许活动的实体有关的规定（包括关于资质的规定）。

基于上述内容，我们不排除这样的可能性，即 LLP 在未获适当特许的情况下实际从事了特许活动，因此，LLP 可能因为未获特许而从事了特许活动因而承担责任。这些风险仅在检验 LLP 的实际活动以便依据《特许法》确认特许活动之后方可消除。

6. 债务

6.1. 与 Foren Associates Ltd 之间的融资协议

依据 2011 年 10 月 20 日的融资协议，LLP 向 Foren Associates Ltd（目前 LLP 的参股方）融得了十三万七千（137,000）美元借款。该融资以偿还借款为条件但无需支付利息。

依照协议的规定，债务以下列方式清偿：

- 1)收到债权人的首次要求时清偿；或者
- 2)以债务金额抵消 LLP 注册资本的增资部分。

因此，LLP 目前对于 Foren Associates Ltd 的负债金额为十三万七千（137,000）美元。

6.2. 联合运营协议

2006 年 1 月 12 日，LLP、Samek International LLP 和 Samek Development Enterprise LLP (LLP 的关联方)订立了联合运营协议（以下简称为“财团协议”），依照该协议，Samek International LLP 担任 LLP 的合同活动运营方。

2011 年 1 月 27 日，财团协议终止。截至财团协议终止日，LLP 对于 Samek International LLP 的负债金额为五百二十七万五千八百八十八腾格二十七季恩 (5,275,888.27 腾格)，该金额约合三万五千一百七十二（35,172）美元。

在终止协议中，各方同意互不相欠。这意味，Samek International LLP 勾销了 LLP 的负债并且放弃了付款请求权。因此，已提供的文件显示，LLP 目前对于 Samek International LLP 不负任何债务。

6.3. 与 Max Petroleum PLC 之间的贷款协议

LLP 和 Max Petroleum PLC 订立了多个贷款协议和服务协议，协议总金额为四千零二十八万六千三百一十四(40,286,314) 美元。Max Petroleum PLC 勾销了 LLP 的债务并且

通过 2010 年 9 月 8 日的债务放弃协议放弃了付款请求权。因此，已提供的文件显示 LLP 目前对于 Max Petroleum PLC 不负任何债务。

7. 环境问题

LLP 未向我们提供能够证明其遵守环境保护领域内规定的文件。依据已提供的信息，LLP 的有关文件正本已经移交给了与合同终止有关的授权国家机关。目前，LLP 正在就合同续签事宜设法取回环境文件并已经向授权国家机关提交了有关询问，但 LLP 目前尚未得到任何答复。

由于缺失必要的文件，我们无法验证 LLP 是否遵守环境规定，并且我们不排除 LLP 承担行政责任的可能性。

若在环境保护领域内违反了环境规定和卫生标准，将对法人处以警告或罚金为形式的行政责任，该罚金数额等于对环境破坏造成的损失以及出现某些重大情况下的估算金额。

若违反生产环境监管规定，将由大型商业实体承担行政责任，责任形式为二百月计算指数（约合 2,016 美元）的罚金。

若超出环境许可证所确定的环保排放标准或者没有环境许可证，且这些活动不具有应受刑事处罚的行为特征，则将对大型商业实体征收罚金，该罚金数额等于超额排放量所应缴的环境排放费的百分之一千。

依照规定，对于环境保护领域内的某些行政违法行为，将征收数额为 700 月计算指数（约合 7,056 美元）的罚金。

8. 国家主管部门的检查

8.1. 底土使用领域内的违法

在尽职调查过程中，LLP 提供我们审阅了与国家主管部门在地质学和底土使用领域内对于 LLP 的预定检查有关的文件。

依照已提供的情况，在 2009 年 2 月，ITD Zapkaznedra 对于 LLP 自 2006 至 2009 期间履行特许及合同义务的情况进行了一次预定的检查。检查披露下列违法行为：在 Astrakhanskiy 场地进行的地质学作业项目被推迟履行，在 2007 年和 2008 年，债务和钻探作业没有得到履行。已披露的违法行为已经在规定的时限内得以消除。2007 年，LLP 由于未履行债务而被征收金额约合 934 美元的罚金，该罚金已由 LLP 支付。

- 1) LLP 向我们提供了多封信函，其中提供了综合检查结束后公布的法规遵守情况，然而，这些信函中没有标记可以证明信函已被收件人收讫，也没有文件可以证明信函已经发送。
- 2) 由于我们不可能验证 LLP 对于法规的实际履行情况，也不可能验证已提供关于信函按行动计划发送/收讫以及同意/协调的事实，因此，我们认为不排除 LLP 可能承担责任的风险。然而，我们认为该风险由于时效已过而得到减轻。

8.2. 文件缺失及潜在风险

LLP 未向我们提供可证明政府机关在下列领域内检查 LLP 活动的任何文件/信息：

- 1) 环境保护；
- 2) 劳动和社会保障；
- 3) industrial safety; 工业安全；
- 4) 卫生和防疫监管。

由于上述原因，我们无法确认下述事实，即国家主管部门是否进行了检查，以及 LLP 已披露的违反哈萨克斯坦适用法律的行为是否存在。

此外，我们不排除在尽职调查过程中有过其他检查，而这些检查可能披露了 LLP 违反哈萨克斯坦适用法律的行为（包括重大违法），但该类信息的缺失被我们认定为一种风险。

万一存在无法挽回的违法行为，我们也不排除在 LLP 进一步活动过程中出现涉及国家主管部门的各类复杂风险，以及行政诉讼的风险，包括 LLP 及其高级管理人员受到行政处罚。

9. 诉讼

LLP 提供我们审阅了《2011 年 11 月 8 日哈萨克斯坦财政部财政监管委员会 Almaty 市财政监管署发布的关于审理 LLP 未在法定期限内向国家授权机关提交财务报表的行政违法问题的 No. 05-13/3900 通知》。关于此事，在 2011 年 11 月 30 日，国家授权机关拟定了一份关于 LLP 行政违法的草案，根据该草案，该机关决定将该行政违法案件移送 Almaty 市特别区际经济法院审理。

依照 LLP 提供的口头信息，该行政案件已于 2011 年 12 月 12 日审理，作为审理结果，法院作出了有利于 LLP 的判决。LLP 未向我们提供关于诉讼结果的文件，包括终止该案件诉讼程序的裁决。

由于缺少关于终止行政违法案件诉讼程序的法院裁决，我们无法排除 LLP 由于违法哈萨克斯坦关于会计和财务报表的立法而被处以约合 5,040 美元的行政罚金的风险。

此外请注意，如果《行政法》中规定的人提起异议，则已生效的行政违法案件裁决可能会通过司法程序进行再审。

10. 劳动关系

10.1. 全体雇员

依照 2011 年度的雇员名册，LLP 的工资表中包括有 12 名雇员。2011 年度的月工资总额为 5,549,150.58 腾格（约合 36,994 美元）。

截至 2011 年 12 月 6 日，LLP 拥有 10 名雇员和 2 个空缺职位。一名雇员正在 Aktobe 履行职务。

10.1.1. 与LLP 原雇员之间的雇佣协议

LLP 向我们提供了六份与 LLP 雇员签订的雇佣协议，依照向 LLP 人力资源和档案部经理 L. F. Gekht 女士获取的口头信息，这些雇佣协议此时已经失效。然而，没有可以证明劳动关系的终止的文件（雇佣协议终止的相关协议、决定等）。因此，我们不排除 LLP 与其原雇员之间劳动关系并未正式终止并且 LLP 可能被要求支付工资、税款、社保及退休缴纳金和其他法定金额以及因雇主过错导致的停工期补偿金的风险。

10.1.2. 与原总经理之间的劳动关系

已提供的文件间接地暗示，在尽职调查期间 LLP 的总经理是 Richard Hook 先生。LLP 未向我们提供可以证明和总经理之间劳动关系适当生效（包括遵守外国雇员聘用规定（如适用）和劳动关系的终止）的文件。由于上述原因，我们不排除与下列各项有关的风险：工资、税款、社保缴纳金和其他法定金额、因雇主过错导致的停工期补偿金的支付，以及因违反外国雇员聘用规定而受到行政处罚。

10.2. 全体雇员档案

此时，LLP 没有完成设立过程中所需的文件包和全体雇员档案管理。目前存在下列不足：

- i. 没有已批准的关于劳动关系的内部文件（尤其是内部劳动规章）；
- ii. 与雇员之间的雇佣协议未经签署和编号；
- iii. 没有雇员的职务描述；
- iv. 雇员的人事档案不完整；
- v. 没有证明雇员已熟知其职位任命的注释；
- vi. 文件中存在某些技术性错误（尤其是日期顺序有误）。

10.3. 内部劳动规章和职务描述

如上所述，LLP 未向我们提供内部劳动规章，也未依照 LLP 的全体雇员名册提供各项职务的描述。根据《劳动法》，所有职位均需要对其职务进行描述。

我们希望提醒贵方注意这一事实，即立法并未明确要求企业必须拥有内部劳动规章（尽管《劳动法》中规定的上下文假定其企业拥有内部劳动规章）。然而在实务当中，劳动监察部门在执行国家检查时往往将内部劳动规章的缺失认定为违反劳动立法。

若本款所述的文件缺失，则存在对于 LLP 行政处罚的风险，处罚的形式为对于 LLP 的每项违反行为处以金额约合五十(50)美元到二百五十(250)美元的罚金（《行政法》第 87 条）。

10.4. 与雇员之间的雇佣协议

如上文所述，已向我们提供的与 LLP 雇员之间的雇佣协议没有被 LLP 签署，也就是说并未签订。实际的工作录用仅将在双方签订雇佣协议之后方才发生（《劳动法》第 38 条第 2 款）。因此，这违反了劳动立法。如果雇佣协议缺失和/或者由于雇主的过错而未经适当签署，则雇主可能因违反行政立法而承担行政责任，责任形式为处以 20 至 25 月计算指数（约合 200 美元至 252 美元）的罚金。在此情况之下，将视为在雇员开始工作之日产生劳动关系。

基于 LLP 人力资源和档案部经理 L. F. Gekht 女士的信息，已向我们提供的雇佣协议将由 LLP 签署，我们已经审阅了由雇员签署的雇佣协议草稿（以下简称为雇佣协议）。雇佣协议中的某些条款未遵守哈萨克斯坦《劳动法》且某些雇佣协议没有包含必需的信息，这可能被认定为违反劳动法并且受到行政处罚，处罚形式为 20 至 25 月计算指数（约合 200 美元至 252 美元）的罚金。此外还存在下列违法行为：

- i. 某些雇佣协议未列明雇员的 IIN（个人身份证号码），依照《劳动法》第 28 条第 1 款第 1 项的规定，IIN 是法定条款。
- ii. 另请注意，自 2012 年 1 月 1 日起，IIN 将在付款和汇款时（包括法定退休金、社保及税务缴纳金额的汇付时）使用。我们建议在上述日期之前调查雇员的 IIN 并在雇佣协议中给予说明。
- iii. 雇佣协议中提及了内部劳动规章。然而，LLP 未向我们提供该规章，并且依据 LLP 人力资源和档案部经理 L. F. Gekht 女士所述，他们并未批准该规章。因此，LLP 缺少通过适当方式批准的内部劳动规章。我们认为，LLP 有可能与雇员之间出现与雇员权利义务相关的争议，而在此情况下 LLP 的处境将较为不利。
- iv. LLP 与那些在 Aktobe 履行工作职责的雇员之间的雇佣协议中约定雇员的工作地点是 Almaty 和 Aktobe。我们认为，该条款具有可争议性并且可能被国家授权机关认定违反劳动立法。

10.4.1. 与 LLP 总经理之间的雇佣协议

LLP 未向我们提供与其总经理之间签署的雇佣协议，因此我们不了解是否存在专为总经理设定的任何特殊条件。

10.5. 强制性雇员保险

LLP 向我们提供了多合同，合同规定了 2008 年 10 月 30 日至 2011 年 10 月 29 日期间内，5 名雇员在其履行劳动（管理）职务期间生命和健康受到损害时雇主的民事责任强制性保险/雇员对于其在履行劳动（管理）职务期间发生事故的强制性保险。

LLP 未向我们提供自 2011 年 10 月 29 日以来现有的 LLP 雇员对于其在履行劳动（管理）职务期间发生事故的强制性保险合同。缺失该合同可能受到行政处罚，处罚形式是对大型商业实体征收一千月计算指数（约合 10,080 美元）的罚金。

哈萨克斯坦共和国法律及其简称

法律

1. 民法 – 哈萨克斯坦共和国民法，包括 1994 年 12 月 27 日颁布的总则，1999 年 7 月 1 日颁布的分则，经修正；
2. 旨在调整税赋和其他强制性预算支出的法律（税法），2008 年 12 月 10 日颁布，经修正；
3. 旨在调整税赋和其他强制性预算支出的法律（税法），2001 年 6 月 12 日颁布，经修正（在 2008 年 12 月 10 日哈萨克斯坦共和国法律编号 100-IV 新法颁布后于 2009 年 1 月 1 日部分失效）；
4. 行政法 – 哈萨克斯坦共和国行政违法行为法规，编号 155-2，2001 年 1 月 30 日颁布，经修正；
5. 哈萨克斯坦共和国环境法，编号 212-3，2007 年 1 月 9 日颁布，经修正；
6. 哈萨克斯坦共和国刑法，编号 167-1，1997 年 7 月 16 日颁布，经修正；
7. 劳动法 – 哈萨克斯坦共和国劳动法，编号 251-III，2007 年 5 月 15 日颁布，经修正；
8. 哈萨克斯坦共和国公共医疗卫生保健法，编号 193-IV，2009 年 9 月 18 日颁布，经修正；
9. 哈萨克斯坦共和国民事诉讼法，编号 411-I，1999 年 7 月 13 日颁布，经修正；

法规

10. 底土法 – 2010 年 6 月 24 日颁布，哈萨克斯坦共和国法律编号 291-IV，旨在规定底土和底土使用，经修正；
11. 2007 年 10 月 24 日颁布，哈萨克斯坦共和国法律编号 2-IV，旨在引入哈萨克斯坦共和国规定底土和底土使用的法律的修正案；
12. 1996 年底土法 – 哈萨克斯坦共和国法律编号 2828，1996 年 1 月 27 日颁布，旨在规定底土和底土使用，经修正（在 2010 年 6 月 24 日哈萨克斯坦共和国法律编号 291-IV 新法颁布后失效）；

13. 哈萨克斯坦共和国法律编号 173-III, 旨在限制竞争和垄断行为, 2006 年 7 月 7 日颁布, 经修正 (在 2008 年 12 月 25 日哈萨克斯坦共和国法律编号 112-IV 新法颁布后失效);
14. 哈萨克斯坦共和国法律编号 112-IV, 旨在规范竞争行为, 2008 年 12 月 25 日颁布, 经修订;
15. 哈萨克斯坦共和国法律编号 57-III, 旨在进行货币管制和货币控制, 2005 年 6 月 13 日颁布, 经修正;
16. 哈萨克斯坦共和国宪法, 编号 2688, 旨在规范哈萨克斯坦共和国政府行为, 1995 年 12 月 18 日颁布, 经修正;
17. 哈萨克斯坦共和国法律编号 226-III, 旨在引入有关底土利用和哈萨克斯坦共和国境内石油作业相关问题的哈萨克斯坦共和国特定立法的补充及修正案, 2007 年 1 月 12 日颁布;
18. 哈萨克斯坦共和国法律编号 310-III, 旨在规范国家不动产和涉及不动产的交易相关权利的注册, 2007 年 7 月 26 日颁布, 经修正;
19. 语言法 – 哈萨克斯坦共和国法律编号 151-I, 旨在规范哈萨克斯坦共和国语言, 1997 年 7 月 11 日颁布, 经修正;
20. 哈萨克斯坦共和国法律编号 233-I, 旨在保障哈萨克斯坦共和国国家安全, 1998 年 6 月 26 日颁布, 经修正;
21. 有限合伙企业法 – 哈萨克斯坦共和国法律编号 220-I, 旨在规范具有有限的和附加的责任的合伙关系, 1998 年 4 月 22 日颁布, 经修正;
22. 哈萨克斯坦共和国法律编号 237-I, 旨在规范付款和汇款, 1998 年 6 月 29 日颁布, 经修正;
23. 许可法 – 哈萨克斯坦共和国法律编号 214-III, 旨在规范许可行为, 2007 年 1 月 11 日颁布, 经修正;
24. 哈萨克斯坦共和国法律编号 194-III, 旨在规定共和国 2007 年预算, 2006 年 12 月 8 日颁布, 经修正;
25. 哈萨克斯坦共和国法律编号 144-II, 旨在规范竞争和限制垄断行为, 2001 年 1 月 19 日颁布, 经修正 (在 2006 年 7 月 7 日哈萨克斯坦共和国法律编号 173-III 新法颁布后失效);
26. 哈萨克斯坦共和国法律编号 314-II, 旨在确保危险生产设备的工业安全, 2002 年 4 月 3 日颁布, 经修正;

27. 哈萨克斯坦共和国法律编号 30-III，旨在规定员工工伤事故强制保险，2005 年 2 月 7 日颁布，经修正；
28. 哈萨克斯坦共和国法律编号 580-II，旨在规定有对第三方造成损害的危险的
相关行为的实施者，或设备的所有者进行强制保险的民事责任，2004 年 7 月 7 日
颁布，经修正；
29. 哈萨克斯坦共和国法律编号 446-II，旨在规定车辆所有者进行强制保险的民事
责任，2003 年 7 月 1 日颁布，经修正；
30. 哈萨克斯坦共和国法律编号 93-III，旨在规定强制性环境保险，2005 年 12 月 13
日颁布，经修正；
31. 哈萨克斯坦共和国法律编号 2198，旨在规范国家法人登记和分公司和代表处的
备案登记，1995 年 4 月 17 日颁布，经修正；
32. 哈萨克斯坦共和国法律编号 405-II，旨在规定强制性社会保险，2003 年 4 月 25
日颁布，经修正；
33. 哈萨克斯坦共和国法律编号 377-IV，旨在规范哈萨克斯坦共和国的国家控制和
监督，2011 年 1 月 6 日颁布，经修正；

政府法令

34. 哈萨克斯坦共和国政府 1201 号令，包含哈萨克斯坦共和国环境部的一些议题，
2007 年 12 月 8 日颁布，经修正；
35. 哈萨克斯坦共和国政府 1137 号令，旨在明确底土区块划分和土地战略意义，
2011 年 10 月 4 日颁布；
36. 哈萨克斯坦共和国政府 1339 号令，旨在规定分配和支付社会津贴并确定金额的
审批规则，2007 年 12 月 28 日颁布，经修正；

部长令

37. 哈萨克斯坦共和国劳动和社会人口保障部长 343-II 号令，旨在批准公布统一的
工资比率和工人工作及职业资历参考，2009 年 11 月 30 日，经修正；
38. 哈萨克斯坦共和国劳动和社会人口保障部长 225-II 号令，旨在批准公布统一的
工资比率和工人工作及职业资历参考，2010 年 6 月 30 日，经修正；
39. 哈萨克斯坦共和国劳动和社会人口保障部长 203-II 号令，旨在规范根据工作环
境进行强制性定期认证的生产设施的批准规则，2007 年 8 月 23 日，经修正；

规则

40. 确定雇主聘请外籍劳工许可证签发的配额，条件和程序的规则，哈萨克斯坦共和国第 836 号政府令通过，2001 年 6 月 19 日颁布，经修正；
41. 公布进出口外汇管制的规则，哈萨克斯坦共和国国家银行董事会第 86 号决议通过，2006 年 8 月 17 日颁布，经修正；
42. 在哈萨克斯坦共和国开发可利用矿产，油，气和地下水等领域的底土保护统一规则，哈萨克斯坦共和国第 1019 号政府令通过，1999 年 7 月 21 日颁布；
43. 在哈萨克斯坦共和国授予底土使用权利的规则，哈萨克斯坦共和国第 108 号政府令通过,2000 年 1 月 21 日颁布（在 2010 年 12 月 30 日哈萨克斯坦共和国第 1456 号政府令颁布后失效）；
44. 保存员工花名册的规则，哈萨克斯坦共和国劳动和社会人口保障部长第 149-п 号令通过，2007 年 7 月 5 日颁布；
45. 底土使用操作期间的商品，劳动和服务的收购规则，哈萨克斯坦共和国第 1139 号政府令通过,2007 年 11 月 28 日颁布，经修正；
46. 特定类型活动领域中行业的许可规则，哈萨克斯坦共和国第 1311 号政府令通过,2007 年 12 月 28 日颁布，经修正；

其他附属立法行为

47. 国家法人登记和分公司及代表处备案登记指导，司法部长第 112 号令通过，2007 年 4 月 12 日颁布，经修正；
48. 关于最低工资和月计算指标的通知（1995-2011）
49. 管理人员，专家和其他员工岗位的资质参考，哈萨克斯坦共和国劳动和社会人口保障部长第 385-п 号令通过，2010 年 11 月 25 日颁布。

审阅文件清单

企业问题:

1. 国家法人登记证明编号 56602-1910-TOO, 2011 年 3 月 10 日;
2. 国家法人登记证明编号 56602-1910-TOO (HY), 2006 年 1 月 6 日;
3. 哈萨克斯坦共和国纳税人证明编号 0080455, 2003 年 7 月 23 日 (Alga CaspiyGas LLP);
4. Alga CaspiyGas LLP 统计卡, 2009 年 5 月 25 日;
5. Alga CaspiyGas LLP 成立协议, 2006 年 1 月 5 日;
6. Alga CaspiyGas LLP 股东大会记录, 2006 年 4 月 6 日;
7. V. Ts. Chumashkayev 申请于 2006 年 4 月 5 日召开 Alga CaspiyGas LLP 股东大会;
8. 第 7-Ж/С 号令, 2006 年 4 月 6 日 (关于 Ole Udsen 去总经理办公室任职);
9. Foren Associates Ltd.商业公司合并证书 (编号 1597730);
10. Foren Associates Ltd. 董事会记录, 2011 年 10 月 13 日 (关于任命 V. Chumashkayev 为总经理), 2011 年 10 月 14 日旁注在第 332613/11 号;
11. Foren Associates Ltd.成立协议, 2009 年 4 月 3 日;
12. Foren Associates Ltd.执照, 2011 年 7 月 28 日;
13. Alga CaspiyGas LLP 执照, 2011 年 2 月 9 日经独立参与者决议, 2011 年 3 月 10 日注册登记;
14. V. Ts. Chumashkayev 居留许可编号 017848336, 2009 年 4 月 9 日颁发;
15. 2011 年 11 月 15 日 Alga CaspiyGas LLP 赋予 B. M. Aknazarov 的律师权利;
16. 2011 年 1 月 27 日 Foren Associates Ltd.与 Max Astrakhanskiy Holdings B.V.之间的股份购买协议;
17. 2009 年 8 月 6 日哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部寄给 Max Petroleum Plc.的编号为 14-05-7016 的信件;
18. 2009 年 2 月 12 日哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部寄给 Max Petroleum Plc.代表处的编号为 14-05-1157 的信件;
19. Alga CaspiyGas LLP 独立参与者决议 - Foren Associates Ltd, 2011 年 2 月 9 日 (关于批准总经理的特许和任命);
20. 2011 年 2 月 7 日来自 Bank Julius Baer &Co.Ltd.的环球银行财务电信协会信息, 关于作出购销协议规定的, Alga CaspiyGas LLP 全部授权股本下 1 百万美元的支付;
21. 2011 年 2 月 4 日来自 Bank Julius Baer &Co.Ltd.的环球银行财务电信协会信息, 关于作出购销协议规定的, Alga CaspiyGas LLP 全部授权股本下 1 百万美元的支付;
22. 2010 年 11 月 30 日, Alga CaspiyGas LLP 与 Max Petroleum Plc 之间的贷款和解行为;

23. Alga CaspiyGas LLP 与 Max Petroleum Plc 的和解行为从 2010 年 11 月 1 日持续到 2010 年 11 月 30 日；
24. Alga CaspiyGas LLP 与 Max Petroleum Plc 的和解行为从 2010 年 12 月 1 日持续到 2010 年 12 月 31 日；
25. 2010 年 12 月 31 日，Alga CaspiyGas LLP 与 Max Petroleum Plc 之间的贷款和解行为；
26. 2008 年 8 月 31 日，Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 退出 2006 年 1 月 12 日签订的联合经营协议的合同；
27. 2007 年 4 月 1 日附件 3 – 从 2007 年 4 月 1 日到 2008 年 3 月 31 日此时间段，对 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议的分配程序，2006 年 1 月 12 日发布；
28. 2006 年 4 月 2 日对附件 1 的补充(A) – 从 2006 年 4 月 1 日到 2008 年 9 月 30 日此时间段，对 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议的分配程序，2006 年 1 月 12 日发布；
29. 2006 年 4 月 2 日对附件 2 的补充(A) – 从 2006 年 10 月 1 日到 2007 年 3 月 31 日此时间段，对 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议的分配程序，2006 年 1 月 12 日发布；
30. 2008 年 1 月 1 日附件 4 – 从 2008 年 1 月 1 日到 2008 年 3 月 31 日此时间段，对 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议的分配程序，2006 年 1 月 12 日发布；
31. 2009 年 1 月 1 日附件 6 – 从 2009 年 1 月 1 日到 2008 年 12 月 31 日此时间段，对 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议的分配程序，2006 年 1 月 12 日发布；
32. 2010 年 1 月 1 日附件 7 – 从 2010 年 1 月 1 日到 2010 年 12 月 31 日此时间段，对 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议的分配程序，2006 年 1 月 12 日发布；
33. 2008 年 4 月 1 日附件 5 – 从 2008 年 4 月 1 日到 2008 年 12 月 31 日此时间段，对 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议的分配程序，2006 年 1 月 12 日发布；
34. 2011 年 1 月 27 日协议终止 Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 之间的联合经营协议，2006 年 1 月 12 日发布；
35. Samek Development Enterprise LLP，Samek International LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 间的联合经营协议，2006 年 1 月 12 日发布，（随附件 1，2）；
36. 2011 年 2 月 1 日至 2011 年 2 月 28 日期间，Samek International LLP 与 Alga CaspiyGas LLP 的和解行为；
37. 2011 年 1 月 1 日至 2011 年 1 月 31 日期间，Samek International LLP 与 Alga CaspiyGas LLP 的和解行为；
38. Alga CaspiyGas LLP 承包商相互结算卡（2005 – 2010）；
39. Alga CaspiyGas and LLP 和 Max Petroleum Plc 的贷款协议，2006 年 11 月 16 日发布；
40. Alga CaspiyGas and LLP 和 Max Petroleum Plc 的贷款协议，2008 年 12 月 31 日附加协议 1 号，2006 年 11 月 16 日发布；
41. Max Petroleum Plc 和 Alga CaspiyGas LLP 之间的债务放弃协议，编号 S-AS-FA-200-10，2010 年 9 月 8 日发布；

42. Max Petroleum Plc 和 Alga CaspiyGas LLP 之间的贷款协议，2006 年 2 月 10 日发布；
43. 2007 年 1 月 24 日贷款协议下注册证书编号 No. 05.07.057.K，2006 年 2 月 10 日发布；
44. 2011 年 2 月 8 日 Alga CaspiyGas LLP 寄给哈萨克斯坦共和国国家银行阿拉木图支行主管的信件；
45. 2007 年 7 月 19 日贷款协议下注册证书编号 No. 05.07.884.K，2006 年 2 月 10 日发布；
46. 2010 年 1 月 1 日至 2010 年 12 月 31 日期间 Alga CaspiyGas LLP 的资产负债表；
47. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 000000210，2007 年 11 月 14 日发布；
48. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 000006215，2007 年 11 月 21 日发布；
49. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 000000428，2008 年 10 月 29 日发布；
50. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 15，2006 年 12 月 12 日发布；
51. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 16，2006 年 12 月 12 日发布；
52. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 000000221 2007 年 11 月 14 日发布；
53. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 0197，2007 年 10 月 24 日发布；
54. 来自 Alga CaspiyGas LLP 的付款单号 8，2006 年 2 月 10 日发布；
55. Alga CaspiyGas LLP 公司章程，参与者大会记录通过，2006 年 1 月 5 日发布；
56. Alga CaspiyGas LLP 密封的样板签名和盖章的文件（AsiaCreditBank）；
57. Alga CaspiyGas LLP 购买全部授权股本协议，在 Max Astrakhansiy Holdings BV (Vendor)和 Foren Associates LTD 之间，2011 年 1 月 27 日发布；
58. Alga CaspiyGas LLP 付款文件, 发布于 2007 年 11 月 8 日（债务偿还）；
59. Alga CaspiyGas LLP 付款文件, 发布于 2007 年 11 月 4 日（债务偿还）；
60. Alga CaspiyGas LLP 付款文件, 发布于 2007 年 2 月 16 日；
61. Alga CaspiyGas LLP 付款单编号 000000621，发布于 2009 年 12 月 22 日；
62. 2009 年 11 月 24 日补充协议编号 3，银行存款协议，2007 年 2 月 15 日发布；
63. Alga CaspiyGas LLP 付款单编号 000000393，发布于 2008 年 9 月 18 日；
64. Alga CaspiyGas LLP 付款单编号 000000581，发布于 2009 年 10 月 15 日；

资产，不动产：

65. Mr. M. S. Omarov 与 Alga CaspiyGas LLP 之间的聘用合同（财产租赁合同），2011 年 10 月 17 日发布（与送达接受证书）；
66. R. M. Ak5 月 ev Individual Entrepreneur 和 Alga CaspiyGas LLP 的维修电脑和手机交换 4 号合同，发布于 2011 年 11 月 3 日；
67. 2011 年 11 月 9 日 R. M. Ak5 月 ev Individual Entrepreneur 和 Alga CaspiyGas LLP 的维修电脑和手机交换 4 号合同的 1 号补充协议，2011 年 11 月 3 日发布；
68. Alga CaspiyGas LLP 与 Alsi Trade Net 作业 LLP 之间的交货合同，编号 86-11，2011 年 11 月 2 日发布（及附件 1 号，2 号）；
69. Atyrau Oblast, Kurmangazinskiy 地区的土地关系部门颁发的信息证书，编号 378，2010 年 12 月 10 日发布；

底土使用:

70. 2010 年度 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块烃类勘探作业方案, Alga CaspiyGas LLP 总经理批准, 2009 年 12 月 20 日发布(随附件);
71. Alga CaspiyGas LLP, 2010 年度产品采购计划 (ИЗ-1 格式);
72. 2009 年 12 月 24 日, “Zapkaznedra”, 区际领土部门技术委员会会议记录, 编号 116/2010;
73. 2009 年度 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块烃类勘探作业方案, Alga CaspiyGas LLP 总经理批准, 2009 年 9 月 16 日发布(随附件);
74. 2009 年 4 月 20 日 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块 2009 年度烃类勘探补充作业方案;
75. 2009 年 4 月 21 日, “Zapkaznedra”, 区际领土部门技术委员会会议记录, 编号 216/2009;
76. 2008 年 11 月 28 日信件编号 022/837, 来自哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地质和底土利用委员会西哈萨克斯坦区际土地地质和底土利用部门 “Zapkaznedra”, 区际领土部门 Atyrau Oblast 地质和底土利用视察;
77. 附件 4 “供 2009 年呈递申请的许可证计划数字以及合同条件: 区块 XXVII-4 (部分) 5 (部分), XXVII-4 (部分) 和 6 (部分)”;
78. 2008 年 12 月 11 日, “Zapkaznedra”, 区际领土部门技术委员会会议记录编号 90-1/2009;
79. 2008 年度 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块烃类勘探作业方案, Alga CaspiyGas LLP 总经理批准, 2007 年 12 月 15 日发布(随附件);
80. 2007 年 12 月 7 日信件编号 033-1094 从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地质和底土利用委员会领土部门 “Zapkaznedra” 到 Alga CaspiyGas LLP;
81. 2007 年 12 月 21 日, 领土管理技术委员会 “Zapkaznedra” 会议记录, 编号 116/2008;
82. 信件从 Alga CaspiyGas LLP 到区际领土部门 “Zapkaznedra” 首脑;
83. 2007 年度 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块烃类勘探作业方案, Alga CaspiyGas LLP 总经理批准, 2006 年 11 月 27 日发布(随附件);
84. 2006 年 11 月 17 日, Atyrau 地区地质与底土利用视察的领土管理技术委员会 “Zapkaznedra” 会议记录, 编号 4pn/2007;
85. 2006 年 3 月 20 日, 领土管理技术委员会 “Zapkaznedra” 会议记录编号 164/2006;
86. 2009 年 4 月 27 日对 2006 年 1 月 12 日的 1933 号合同, Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块烃类勘探的 2 号补充条款, 由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订, 国家注册编号 3367;
87. 2009 年 4 月 15 日会议记录, 关于哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部作业团队就底土使用者以及讨论起草 2006 年 1 月 12 日的 1933 号合同, Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块烃类勘探的 2

- 号补充条款的条件等内容举行谈判，此合同由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订；
88. 2009 年 9 月 17 日，“Zapkaznedra”，区际领土部门技术委员会会议记录，编号 256/2009；
 89. 2009 年 9 月 16 日，信件编号 88，从 Alga CaspiyGas LLP 到区际领土部门“Zapkaznedra”首脑；
 90. 2009 年 4 月 9 日，信件编号 14-05-3162，从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部到 Alga CaspiyGas LLP；
 91. 2009 年 3 月 3 日，信件编号 14-05-1894，从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部到 Alga CaspiyGas LLP；
 92. 2009 年 4 月 21 日，“Zapkaznedra”，区际领土部门技术委员会会议记录，编号 216/2009；
 93. 2009 年 4 月 20 日信件编号 50 从 Alga CaspiyGas LLP 到区际领土部门“Zapkaznedra”首脑；
 94. 2009 年度 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块烃类勘探作业方案，Alga CaspiyGas LLP 总经理批准，2008 年 12 月发布（随附件）；
 95. 2008 年 11 月 28 日信件编号 022/837，从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地质和底土利用委员会，西哈萨克斯坦区际土地地质和底土利用部门，区际领土部门“Zapkaznedra” Atyrau Oblast 地质与底土利用视察到 Alga CaspiyGas LLP；
 96. 2008 年 12 月 11 日，“Zapkaznedra”，区际领土部门技术委员会会议记录，编号 90-1/2009；
 97. 2008 年 10 月 29 日信件编号 154，从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部执行秘书；
 98. 信件来自哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地质和底土利用委员会领土部门“Zapkaznedra”；
 99. 2007 年 12 月 21 日，“Zapkaznedra”，区际领土部门技术委员会会议记录，编号 116/2008；
 100. 2011 年 11 月 8 日信件编号 07-02-3113，从哈萨克斯坦共和国石油和天然气部到 Alga CaspiyGas LLP；
 101. 2011 年 7 月 3 日信件编号 157，从哈萨克斯坦共和国石油和天然气部到 Alga CaspiyGas LLP；
 102. 2010 年 7 月 9 日信件编号 14-02-4823，哈萨克斯坦共和国石油和天然气部到 Alga CaspiyGas LLP；
 103. 2008 年 11 月 9 日 1 号补充条款，国家注册编号 2862，合同编号 1933，规定 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块烃类勘探，2006 年 1 月 12 日由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订；
 104. 合同编号 1933，规定 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分)和 6 (部分) 区块烃类勘探，2006 年 1 月 12 日由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订；
 105. 2009 年 4 月 27 日信件编号 16-51300 (4)，从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地质和底土利用委员会到底土利用直接投资部门总代表；

106. 2008 年 8 月 11 日信件编号 14-05-2008, 从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部到 Alga CaspiyGas LLP;
107. 2008 年 9 月 24 日会议记录, 关于哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部作业团队就底土使用者以及讨论起草 2006 年 1 月 12 日的 1933 号合同, Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块烃类勘探的 2 号补充条款的条件等内容举行谈判, 此合同由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订;
108. 2004 年 1 月 28 日投标方案 8 号, 来自 Alga CaspiyGas LLP (随附件 1 号-2 号);
109. 由 Alga CaspiyGas LLP 发出的地质分配, 就 XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分);
110. 2005 年 2 月 28 日, “Zapkaznedra”, 领土管理技术委员会会议记录, 编号 199/2005 (随附件 1 号);
111. 2004 年 7 月 28 日信件编号 14-01-5536, 从能源和矿产资源部到 Alga CaspiyGas LLP;
112. 2005 年 1 月 10 日 1297 号协议, 旨在获取地质和底土利用委员会和 Alga CaspiyGas LLP 之间的信息;
113. 2005 年 2 月 2 日会议记录, 关于哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部作业团队就底土使用者以及讨论起草 2006 年 1 月 12 日的 1933 号合同, Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块烃类勘探的 2 号补充条款的条件等内容举行谈判, 此合同由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订;
114. 2006 年 1 月 12 日信件编号 1, YAЭK-2-1-4/29, 来自哈萨克斯坦共和国财政部税务委员会 Inter 地区税务委员会;
115. 2005 年 9 月 30 日信件编号 1, 2-1-4/1685, 来自来自哈萨克斯坦共和国财政部税务委员会 Inter 地区税务委员会;
116. 2005 年 9 月 28 日税务专家意见, 关于起草 2006 年 1 月 12 日的 1933 号合同, Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块烃类勘探的 2 号补充条款的条件等内容举行谈判, 此合同由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订;
117. 2005 年 10 月 6 日信件编号 03-1-2-6/8126, 从哈萨克斯坦共和国环境部到哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部;
118. 2005 年 7 月 22 日信件编号 03-1-2-6/5971, 从哈萨克斯坦共和国环境部到哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部;
119. 2005 年 8 月 2 日信件编号 07-2-17/254, 从哈萨克斯坦共和国劳动和社会保障部到哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部;
120. 2005 年 7 月 28 日信件编号 16-05-2260, 从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地质和底土利用委员会到底土利用直接投资部门主管;
121. 2005 年 6 月 20 日信件, 从哈萨克斯坦共和国经济和预算计划部到哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部;
122. 2005 年 8 月 3 日信件编号 07-21-10519, 从哈萨克斯坦共和国卫生部到能源和矿产资源部;
123. 2005 年 7 月 22 日信件编号 08/1917, 从哈萨克斯坦共和国紧急情况应变部门到紧急情况下的区域国家控制监督委员会;

124. 2005 年 11 月 30 日信件编号 3-1-1/2434/II-1, 从哈萨克斯坦共和国司法部到能源和矿产资源部;
125. 2005 年 8 月 4 日信件编号 3-1-1/2434/II, 从哈萨克斯坦共和国司法部到能源和矿产资源部;
126. 2010 年 9 月 15 日信件编号 44/1, 从 Alga CaspiyGas LLP 到石油和天然气部部长;
127. 2010 年 9 月 8 日, Astrakhan 区块 wells Г-6 土地复垦的行为;
128. 2008 年 3 月 6 日, 转让和接受复垦土地的行为;
129. 2006 年 11 月 23 日, 转让和接受复垦土地的行为;
130. 2010 年 12 月 28 日信件编号 56, 从 Alga CaspiyGas LLP 到石油和天然气部部长;
131. 2006 年 1 月 12 日, 1933 号合同终止协议, 合同规定 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块烃类勘探, 由哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部与 Alga CaspiyGas LLP 签订;
132. 2011 年 1 月 14 日, 信件编号 4, 从 Alga CaspiyGas LLP 到石油和天然气部部长;
133. 8501 号通告, 关于领土地质基金的材料验收;
134. 2010 年 12 月 9 日信件编号, 从 Alga CaspiyGas LLP 到 Inter 地区部门“Zapkaznedra”首脑;
135. 2010 年 10 月 13 日行动编号 25/2010, Alga CaspiyGas LLP 撤出合同地区的地质和地球物理迹象的传递和接受 (随附件 1 号 – 2 号);
136. 信息证书, 关于与 Alga CaspiyGas LLP 合同相联系的地质勘探范围和费用, 包括依照 2006 年 1 月 12 日 1933 号合同规定的 Atyrau Oblast Kurmangazinskiy 地区的 XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块, 从 2006 到 2010 年 (面积: 1,272.6 平方千米);
137. 2010 年 4 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于 2007 全年由外国公司分包作业的信息;
138. 2010 年 4 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于保险计划的信息;
139. 2010 年 4 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于哈萨克斯坦专家培训费用的信息;
140. 2010 年 10 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于哈萨克斯坦专家培训费用的信息;
141. 2010 年 4 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于社会领域和基础设施资金筹集的信息;
142. 2010 年 4 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于作业计划履行的信息;
143. 2010 年 4 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于废弃基金的信息;
144. 2010 年 4 月 23 日, Alga CaspiyGas LLP 关于底土利用者的信息;
145. 2009 年度 Alga CaspiyGas LLP 采购计划;
146. 2010 年 7 月 23 日信件编号 42, 从 Alga CaspiyGas LLP 到 Inter 地区部门“Zapkaznedra”首脑;
147. 合同规定的 Atyrau Oblast 的 XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分)区块, 2010 年第一季度地质勘探结果信息报告;
148. 2010 年第二季度 2 – ЖКҮ 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
149. 2010 年 4 月 22 日信件编号 24, 从 Alga CaspiyGas LLP 到 Inter 地区部门“Zapkaznedra”首脑;

150. Alga CaspiyGas LLP, 2010 年第一季度 2 JIKY 格式报告注释;
151. 2009 年第四季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
152. Alga CaspiyGas LLP, 2009 年第四季度 2 JIKY 格式报告注释;
153. Alga CaspiyGas LLP, 2009 年第三季度 2 JIKY 格式报告注释;
154. 2009 年第二季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
155. Alga CaspiyGas LLP, 2009 年第二季度 2 JIKY 格式报告注释;
156. Alga CaspiyGas LLP, 2009 年第一季度 2 JIKY 格式报告注释;
157. 2009 年第一季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
158. Alga CaspiyGas LLP, 2008 年第四季度 2 JIKY 格式报告注释;
159. Alga CaspiyGas LLP, 2008 年第三季度 2 JIKY 格式报告注释;
160. 2008 年第一季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
161. Alga CaspiyGas LLP, 2008 年第二季度 2 JIKY 格式报告注释;
162. Alga CaspiyGas LLP, 2008 年第一季度 2 JIKY 格式报告注释;
163. 2008 年第一季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
164. 2007 年第四季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
165. Alga CaspiyGas LLP, 2007 年第四季度 2 JIKY 格式报告注释;
166. 2007 年度底土利用者获得作业与服务报告 (Alga CaspiyGas LLP);
167. 2007 年度作业与服务采购计划 (Alga CaspiyGas LLP);
168. 托运单 (货运代理人收据), 送达确认单号 3680-3572;
169. Alga CaspiyGas LLP, 2007 年第二季度 2 JIKY 格式报告注释;
170. 2007 年第二季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
171. 2007 年第一季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
172. Alga CaspiyGas LLP, 2007 年第一季度 2 JIKY 格式报告注释;
173. 2006 年 11 月 29 日, 领土管理技术委员会 “Zapkaznedra” 会议记录, 编号 53/2007;
174. 2006 年 11 月 17 日, Atyrau 地区地质和底土利用视察, 领土管理技术委员会 “Zapkaznedra” 会议记录, 编号 4pn/2007;
175. 2006 年第四季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
176. Alga CaspiyGas LLP, 2006 年第四季度 2 JIKY 格式报告注释;
177. 2006 年第三季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
178. Alga CaspiyGas LLP, 2006 年第三季度 2 JIKY 格式报告注释;
179. 2006 年 4-6 月, 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
180. Alga CaspiyGas LLP, 2006 年第二季度 2 JIKY 格式报告注释;
181. 2006 年第一季度 2 – JIKY 格式 (Alga CaspiyGas LLP);
182. Alga CaspiyGas LLP, 2006 年第一季度 2 JIKY 格式报告注释;
183. 2006 年 3 月 20 日, 领土管理技术委员会 “Zapkaznedra” 会议记录, 编号 164/2006;
184. 2006 年度 Atyrau Oblast XXVII-4 (部分), 5 (部分), XXVIII-4 (部分), 5 (部分) 和 6 (部分) 区块烃类勘探作业方案, Alga CaspiyGas LLP 总经理批准, 2006 年发布 (随附件);
185. 2010 年 8 月 27 日信件编号 18-11-3-203, 致 Alga CaspiyGas LLP 经理;
186. 2010 年 8 月 19 日信件编号 14-05-5945, 从哈萨克斯坦共和国石油和天然气部到 Max Petroleum 和 Alga CaspiyGas LLP;
187. 2010 年 8 月 9 日信件, 从 Max Petroleum 到哈萨克斯坦共和国石油和天然气部部长;

188. 2010 年 7 月 29 日信件来自 Max Petroleum, 关于 Astrakhanskiy 区块底土利用合同 (2006 年 1 月 12 日合同编号 1933) ;
189. 2010 年 7 月 3 日哈萨克斯坦共和国石油和天然气部第 157 号令, 旨在终止底土利用运营合同;
190. 2010 年 4 月 23 日信件编号 25, 从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国石油和天然气部执行秘书;
191. 2010 年 4 月 9 日通告编号 14-05-2838, 告知违反 2006 年 1 月 12 日签订的 1933 号合同的义务;
192. 2009 年 12 月 8 日信件编号 96, 从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国石油和天然气部执行秘书;
193. 2009 年 11 月 16 日信件编号 95, 从 Alga CaspiyGas LLP 到区际领土部门“Zapkaznedra”代理首脑;
194. 2009 年 9 月 16 日信件编号 89 , 从 Alga CaspiyGas LLP 到 Kurmangazinskiy 地区起诉方;
195. 信件 No. 84 of 3 9 月 2009 from Alga CaspiyGas LLP to the 区际领土部门“Zapkaznedra” ;
196. 2009 年 7 月 20 日信件编号 81, 从 Alga CaspiyGas LLP 到 Inter 地区“Zapkaznedra”部门首脑;
197. 2009 年 6 月 23 日信件编号 65, 从 Alga CaspiyGas LLP 到阿拉木图城市打击经济犯罪和腐败(金融监督)部门;
198. 2010 年 12 月 6 日信件编号 52, 从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国石油和天然气部;
199. 2010 年 7 月 27 日信件编号 43, 从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国石油和天然气部;
200. 2010 年 10 月 7 日跨部门委员会审查 Atyrau Oblast Kurmangazinskiy 地区 Alga CaspiyGas LLP 撤出合同区域;
201. 2010 年 7 月 9 日哈萨克斯坦共和国石油和天然气部发布的关于 2006 年 1 月 12 日签订的 1933 号合同终止的通知, 编号 14-02-4823;
202. 2006 年 1 月 12 日, 国家注册实施底土利用运营的合同的行为;
203. 2006 年 10 月 16 日信件编号 37, 从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部部长;
204. 2011 年 12 月 8 日信件编号 1-03, 从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国石油和天然气部;
205. 2011 年 11 月 24 日信件编号 3-04, 从 Alga CaspiyGas LLP 到哈萨克斯坦共和国石油和天然气部;
206. 2011 年 1 月 22 日信件编号 2-04, 从 Alga CaspiyGas LLP 到地质和底土利用委员会代理主席;
207. 2008 年 4 月 11 日信件编号 14-05-3038, 从哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部到 Alga CaspiyGas LLP;

特定类型活动许可证:

208. 哈萨克斯坦共和国 2008 年 5 月 21 日, Generallicense, ГЛ 系列, 编号为 002047, 使用矿业生产, 装配和修理钻井、油田设备, 升降结构, 锅炉的工作

压力超过 0.7 公斤/平方厘米，传热剂温度超过 115℃，容器和管道工作压力 0.7 公斤/平方厘米；

国家当局视察：

- 209. 2009 年 4 月 23 日信件编号 53，从 Alga CaspiyGas LLP 到 Atyrau Oblast 地质和底土利用视察首脑；
- 210. 信息发布实施条例的基础上，综合检验结果，由 Atyrau 地区地质和底土利用视察委员会依照根据 2009 年 2 月 23 日至 26 日截止 2009 年 4 月 15 日的行为，2009 年 4 月 17 日经技术指导批准；
- 211. 2009 年 2 月 23-26 日，哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部地质和底土利用委员会西哈萨克斯坦区际领土地质和底土利用部门，区际领土部门“Zapkaznedra”，Atyrau Oblast 地质及底土利用视察行为，基于 2006 到 2009 年期间定期检验许可证完整性的结果以及 Alga CaspiyGas LLP 的合同义务；
- 212. 2009 年 3 月 4 日信件编号 35，从 Alga CaspiyGas LLP 到 Atyrau Oblast 地质和底土利用视察首脑，N. A. Atchibayev 先生；

劳工问题：

- 213. 2011 年度 Alga CaspiyGas LLP 职员安排；
- 214. 2011 年 10 月 13 日 1 号令，委任 V. Ts. Chumashkayev 为总经理；
- 215. 2011 年 10 月 24 日 1/1 号令，任命 B. M. Aknazarov 为总会计师；
- 216. 2011 年 10 月 24 日 2п 号令，任命 8 位雇员；
- 217. 2011 年 10 月 24 日未编号就业协议，雇员 – B. M. Aknazarov (2 份副本)；
- 218. 2011 年 10 月 24 日未编号就业协议，雇员 – P. B. Beisembayeva (2 份副本)；
- 219. 2011 年 10 月 24 日未编号就业协议，雇员 – R. Z. Aktanova (2 份副本)；
- 220. 2011 年 10 月 24 日未编号就业协议，雇员 – Ye. B. Nurliyev (2 份副本)；
- 221. 2011 年 10 月 24 日未编号就业协议，雇员 – L. F. Gekht (2 份副本)；
- 222. 2011 年 10 月 24 日未编号就业协议，雇员 – A. V. Kirsanov (2 份副本)；
- 223. 2011 年 10 月 24 日未编号就业协议，雇员 – A. B. Akybayeva (2 份副本)；

职位申请：

- 224. V. F. Podkolzin 的副总经理职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 225. Ye. B. Nurliyev 的开发经理职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 226. R. Z. Aktanova 的底土利用和数据库总经理职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 227. A. A. Doskhozhayev 的钻机经理职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 228. L. F. Gekht 的职员和记录保存经理职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 229. P. B. Beisembayeva 的律师职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 230. B. M. Aknazarov 的总会计师职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 231. A. B. Akybayeva 的底土利用和数据库总经理职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；
- 232. A. B. Kirsanov 的地球物理经理职位申请，开始于 2011 年 10 月 24 日；

雇员人事档案:

- 233. AleksandrViktorovichKirsanov (个人调查表, 个人简历, 高等教育文凭副本, 身份证复印件, SIC, TIN 和养老金协议复印件, 户口本复印件及兵役登记证书复印件);
- 234. YernarBatyrbekovichNurliyev (个人调查表, 高等教育文凭副本, 身份证明文件副本, SIC, TIN 和养老金协议复印件, 军官证复印件和户口本复印件);
- 235. PerizatBorambayevnaBeisembayeva (个人调查表, 个人简历, 高等教育文凭副本, 身份证明文件副本, SIC, TIN 和养老金协议复印件以及户口本复印件);
- 236. Alma-GulBatyrgaliyevnaAkybayeva (个人调查表, 个人简历, 高等教育文凭副本, 身份证明文件副本, TIN, SIC 和养老金协议复印件以及户口本复印件);
- 237. Vladimir TserekovichChumashkayev (高等教育文凭副本, 身份证明文件副本, TIN, SIC 以及 Medeuskiy 区司法部门出具的编号 1125144 的人口登记证明的复印件, 户口本复印件);
- 238. 2011 年 11 月考勤表;
- 239. 2008 年 12 月薪酬报表;
- 240. 2008 年 12 月 1 日至 2008 年 12 月 31 日此会计期间的第 18 号工资登记;
- 241. 2008 年 6 月 2 日与 G. Akhmetkaliyeva 签订的 E0019 号雇佣协议;
- 242. 2009 年 9 月 21 日与 B. Aukesheva 签订的 E0028 号雇佣协议;
- 243. 2007 年 1 月 1 日与 D. Bersugurova 签订的个人雇佣协议;
- 244. 2008 年 5 月 4 日与 M. Zhaksybayeva 签订的 0017 号雇佣协议;
- 245. 2007 年 12 月 5 日与 G. Suleimen 签订的 0016 号雇佣协议;
- 246. 2008 年 8 月 1 日与 G. Shambulova 签订的 E0011 号雇佣协议;
- 247. 2011 年 11 月 30 日“关于借调”的 2к 号令;
- 248. 2011 年 10 月 7 日“关于借调”的 1к 号令;
- 249. 起草完全财务责任协议(与雇员缔结);

保险:

- 250. 设备项目融资和基础设施发展程序协议, 由 Akimat of Almatinskaya Oblast 和 Alga CaspiyGas LLP 订立, 日期为 2010 年 1 月 15 日;
- 251. OC 系列, 编号为 16-19-07-2008-260 的合同规定, 在雇员履行劳动(公务)义务中, 雇主对雇员生命健康危害的民事责任的强制保险, 由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订, 日期为 2008 年 10 月 20 日;
- 252. 2008 年 10 月 20 日 2 号协议, 介绍对 OC 系列, 编号为 16-19-07-2008-260 的合同的修正, 此合同规定, 在雇员履行劳动(公务)义务中, 雇主对雇员生命健康危害的民事责任的强制保险, 由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订, 日期为 2008 年 10 月 20 日;
- 253. OC 系列, 编号为 16-19-07-2008-259 的合同规定, 在雇员履行劳动(公务)义务中, 雇主对雇员生命健康危害的民事责任的强制保险, 由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订, 日期为 2008 年 10 月 20 日(随一号附件);
- 254. 2009 年 5 月 5 日对 OC 系列, 编号为 16-19-07-2008-260, 规定在雇员履行劳动(公务)义务中, 雇主对雇员生命健康危害的民事责任的强制保险的合同的 1 号补充条款;

255. OC 系列，编号为 16-19-10-2010-429 的合同，有关员工履行劳动（职务）职责发生意外的强制性保险，由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2010 年 10 月 26 日（含附件 1）；
256. OC 系列，编号为 16-19-07-2009-384 的合同，有关员工履行劳动（职务）职责过程中损害生命和健康时用人单位理应承担民事责任的强制性保险，由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2009 年 10 月 28 日（含附件 1）；
257. OC 系列，编号为 16-19-07-2008-037 的合同，有关员工履行劳动（职务）职责过程中损害生命和健康时用人单位理应承担民事责任的强制性保险，由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2008 年 6 月 1 日（含附件 1）；
258. 2008 年 10 月 20 日就合同修改而签署的编号为 1 的协议，该协议是 OC 系列，编号为 16-19-07-2008-037 的合同的修订协议，后者有关员工履行劳动（职务）职责过程中损害生命和健康时用人单位理应承担民事责任的强制性保险，由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2008 年 6 月 1 日；
259. OC 系列，编号为 16-19-07-2007-023 的合同，有关员工履行劳动（职务）职责过程中损害生命和健康时用人单位理应承担民事责任的强制性保险，由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2007 年 7 月 31 日（含附件 1）；
260. 2008 年 1 月 3 日就修改合同而签署的编号为 1 的协议，该协议是 OC 系列，编号为 16-19-07-2007-023 的合同的修订协议，后者有关员工履行劳动（职务）义务过程中损害生命和健康时用人单位理应承担民事责任的强制性保险，由 IC Eurasia JSC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2007 年 6 月 31 日；
261. OC 系列，编号为 ГО 1668132 的保单，有关设备所有者民事责任以及开展可能导致第三方受到损害的活动的强制性保险，有效期间：自 2009 年 11 月 16 日至 2010 年 11 月 15 日；
262. OC 系列，编号为 ГО 1668133 的保单，强制性环境保险，有效期间：自 2009 年 11 月 16 日至 2010 年 11 月 15 日；
263. OC 系列，编号为 ГО 1644604 的保单，有关设备所有者民事责任以及开展可能导致第三方受到损害的活动的强制性保险，有效期间：2008 年 10 月 30 日至 2009 年 10 月 29 日；
264. OC 系列，编号为 ГО 1644602 的保单，强制性环境保险，有效期间：2008 年 10 月 30 日至 2009 年 10 月 29 日；

重大合同：

265. 编号为 Almaty-Assurance-34000725F022-2009 的协议，有关对中期财务报表进行审计调查的服务条款，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 签订，日期为 2009 年 9 月 30 日；
266. 编号为 Almaty-Assurance-34000725A020-2009 的协议，有关审计服务条款，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 签订，日期为 2009 年 3 月 4 日；
267. 编号为 9/4051 – T 的协议，有关制备税务报告、税务和法律咨询意见以及其他与本协议相关服务的条款，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers Tax and Advisory LLP 签订，日期为 2009 年 10 月 26 日（含附件）；

268. 编号为 9/4051 – T/A 的补充协议，日期为 2009 年 11 月 24 日，该协议是日期为 2009 年 10 月 26 日、编号为 9/4051 – T 的协议的补充协议；
269. 编号为 S-AS-FA-186-10 Almaty – Assurance 的协议，有关审计服务条款，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 签订，日期为 2010 年 5 月 24 日；
270. 编号为 Almaty-Assurance-34000725A024-2010 的协议，有关审计服务条款，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 签订，日期为 2010 年。
271. 由 Max Petroleum PLC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订的合同，日期为 2009 年 1 月 1 日。
272. 有关社会项目和基础设施项目开发融资程序的协议，由 Akimat of Almatinskaya Oblast 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2009 年 9 月 22 日；
273. 有关服务条款的编号为 1 的合同，由非政府组织残疾儿童协会与 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2010 年 7 月 1 日；
274. 有关服务条款的编号为 S-AE-GA-138-08 的合同，由 HRR Original Project LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2008 年 11 月 20 日（含附件 1）
275. 有关语言服务条款的编号为 S-AS-HR-160-09 的合同，由 M. O. Mambetova 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2009 年 11 月 4 日（含附件 1、附件 2 以及附件 1 的补充协议）；
276. 编号为 S-AS-HR-165/09 的教育协议，由 Alga CaspiyGas LLP 和 Robert Gordon 大学签订，日期为 2009 年 6 月 1 日；
277. 编号为 1 的补充协议，日期为 2009 年 11 月 2 日，该协议是编号为 S-AS-HR-165/09 的教育协议的补充协议，后者由 Alga CaspiyGas LLP 和 Robert Gordon 大学签订，日期为 2009 年 6 月 1 日；
278. 编号为 S-AS-HR-180-10 的合同，由 Alga CaspiyGas LLP 和自治非赢利组织—INFORMZASHITA 教育中心签订，日期为 2010 年 1 月 21 日；
279. 编号为 1079/09 的合同，由 Alga CaspiyGas LLP 和自治非赢利组织—INFORMZASHITA 教育中心签订，日期为 2009 年 9 月 30 日；
280. 编号为 02795 的合同，由 Svoboda Slova LLC 和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2009 年 9 月 10 日；
281. 有关出席会议的编号为 S-AS-HR-181-10 的合同，由私募基金“Corporate University “Samruk-Kazyna”和 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2010 年 1 月 25 日；
282. 编号为 S-AS-GA-18710 的合同，由 Alga CaspiyGas LLP 和公司基金“哈萨克斯坦的全球教育”签订，日期为 2010 年 5 月 26 日；
283. 编号为 23/09 的合同，有关地质学和地球物理学信息的制备，由 RSE “哈萨克斯坦共和国地质学与矿产资源信息分析中心”与 Alga CaspiyGas LLP 签订，日期为 2009 年 6 月 11 日（含附件 1）；
284. 编号为 Almaty-Assurance-34000725F022-2009 的协议，有关对中期财务报表进行审计调查的服务条款，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 签订，日期为 2009 年 9 月 30 日；
285. 编号为 Almaty-Assurance-34000725A020-2009 的协议，有关审计服务条款，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 签订，日期为 2009 年 3 月 4 日；

286. 编号 9/4051 – T 的协议，关于在哈萨克斯坦提供制备税务报告、税务和法律咨询以及其他相关服务，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers Tax and Advisory LLP 订立，日期为 2009 年 10 月 26 日；
287. 编号 S-AS-FA-186-10 Almaty-Assurance 的协议，关于提供审计服务，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 订立，日期为 2010 年 5 月 24 日；
288. 编号 Almaty-Assurance 34000725A024-2010 的协议，关于提供审计服务，由 Alga CaspiyGas LLP 和 PricewaterhouseCoopers LLP 订立，未注明日期；
289. 编号 No. S-AS-FA-171-09 的合同，关于提供咨询和地质方面的服务，由 Max Petroleum PLC 和 Alga CaspiyGas LLP 签署；
290. 编号 23-11-2011 的服务合同，由 TRANSAVIA LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 订立，日期为 2011 年 11 月 23 日（含附件 1）；
291. 编号为 NT-110792 的范本合同，关于提供电信服务，由 BAZIS-TELECOM LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 订立，日期为 2011 年 11 月 11 日（含附件 1）；
292. BAZIS-TELECOM LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 于 2011 年 11 月 11 日就提供电信服务所订立的编号 NT-110792 的范本合同的补充协议，日期为 2011 年 11 月 17 日；
293. 编号 4 的合同，关于提供 IT 服务，由 Alga CaspiyGas LLP 和 Chingis Individual Entrepreneur 订立，日期为 2011 年 11 月 1 日（含附件 1）；
294. 财务援助协议，由 FOREN ASSOCIATES LTD 和 Alga CaspiyGas LLP 订立，日期为 2011 年 10 月 20 日；
295. FOREN ASSOCIATES LTD 与 Alga CaspiyGas LL 于 2011 年 10 月 20 日订立的财务援助协议的 1 号补充协议，日期为 2011 年 10 月 26 日；
296. 租赁合同（租赁房产的合同），由 M. S. Omarov 和 Alga CaspiyGas LLP 订立，日期为 2011 年 10 月 17 日；
297. 编号 86-11 的运输合同，由 Alga CaspiyGas LLP 和 Alsi Trade Network LLP 订立，日期为 2011 年 11 月 2 日（含附件 1 至附件 2）；
298. 编号 No. 270/11-CV 的合同，关于提供多功能综合楼“Nurly-Tau”的物业清洁服务，由 Alga CaspiyGas LLP 和 Facility Service-Kazakhstan LLP 订立，日期为 2011 年 11 月 10 日（含附件 1 至附件 2）；
299. 编号 125/3 的合同，关于家具生产和安装，由 Comfort LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 订立，日期为 2011 年 10 月 27 日（含附件 1 至附件 3）；
300. Comfort LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 于 2011 年 10 月 27 日就家具生产和安装订立的编号 125/3 的合同的 1 号补充协议，日期为 2011 年 11 月 16 日；
301. 编号 18-17-1710 的合同，关于提供快递服务，由 Alga CaspiyGas LLP 和 Kazpochta JSC 订立，日期为 2011 年 12 月 5 日（含附件 1 至附件 6）；
302. 物业管理、维护和运营合同，由物业公司“Office-Management”与 Alga CaspiyGas LLP 订立，日期为 2011 年 10 月 17 日；
303. 编号 4352 的合同，由 INFOTECH & SERVICE LLP 和 Alga CaspiyGas LLP 订立，日期为 2011 年 11 月 14 日（含附件 1）；

304. 编号 S-AS-PE-198-10 的合同，关于就已让与国家的 Alga CaspiyGas LLP 合同区域（Astrakhanskiy 区块）的地质勘探报告提供专家评审服务，由 Alga CaspiyGas LLP 和 D. Murzagaliyev 订立，日期为 2010 年 10 月 15 日；
305. 编号 S-AS-HSE-151-09 的合同，关于项目准备工作以及在 Alga CaspiyGas LLP 的 Astrakhanskiy 区块开展 2009 年的工业环境监测，由 Alga CaspiyGas LLP 和 EcoteraLLP 订立；

司法程序：

306. 编号 2a-2426/11 的裁决；
307. 编号 2к-1367-11 的裁决，日期为 2011 年 9 月 22 日；
308. 哈萨克斯坦共和国财政部财政监管委员会阿拉木图市财政监管科发出的编号 05-13/3900 的通知，日期为 2011 年 11 月 8 日；
309. 行政违法记录，日期为 2011 年 11 月 30 日；
310. 将案件移送法官审议的裁决，日期为 2011 年 11 月 30 日；
311. 以哈萨克斯坦共和国名义作出的编号 02-2409-11 的裁决，日期为 2011 年 5 月 19 日；
312. 阿拉木图市特别区际经济法庭签发的执行令，日期为 2011 年 5 月 19 日（案件编号 02-2409-11）；
313. 阿斯塔纳市司法行为执行部高级法庭执行员作出的编号 4-7/1535 的裁决，日期为 2011 年 10 月 18 日；
314. 关于采取措施确保完成执行文件项下执行事宜的裁决，日期为 2011 年 10 月 17 日。

文件结束

北京市国枫律师事务所
关于新疆广汇实业股份有限公司
收购 ACG 公司股权涉及地下资源权益的
专项法律意见



北京市国枫律师事务所
Beijing Grandfield Law Offices
北京市西城区金融大街一号写字楼 A 座 12 层 邮编: 100033
电话(Tel): 010-66090088 传真(Fax): 010-66090016
网址: www.grandfieldlaw.com

目 录

一、本次收购所涉及之各方的主体资格	4
二、本次收购所涉及之相关法律程序	7
三、本次收购所涉及之相关协议	9
四、本次收购所涉及之南依玛谢夫油气区块权益	13
五、本次收购所涉及之油气田储量评估	14
六、本次收购是否涉及特定矿种资质及行业准入问题	15
七、本次收购所涉及之信息披露事宜	16
八、结论	16



北京市国枫律师事务所
关于新疆广汇实业股份有限公司
收购 ACG 公司股权涉及地下资源权益的
专项法律意见

国枫律证字[2012]第 002-1 号

致：新疆广汇实业股份有限公司

根据北京市国枫律师事务所（以下简称“本所”）与新疆广汇实业股份有限公司（以下简称“广汇股份”或“公司”）签订的《律师服务协议》，本所律师接受广汇股份的委托，就广汇股份拟通过子公司新疆广汇石油有限公司（以下简称“广汇石油”）间接收购 Alga Caspiy Gas Limited Liability Partnership（以下简称“ACG 公司”）股权（以下简称“本次收购”）所涉及之地下资源权益事宜，出具本专项法律意见。

本所律师乃根据《中华人民共和国公司法》（以下简称“《公司法》”）、《中华人民共和国证券法》（以下简称“《证券法》”）、《律师事务所从事证券法律业务管理办法》、《上市公司信息披露管理办法》、上海证券交易所颁布的《上海证券交易所股票上市规则（2008 年修订）》（以下简称“《上市规则》”）、《上市公司临时公告格式指引第十八号：上市公司矿业权的取得、转让公告》（以下简称“《格式指引第十八号》”）及其他相关法律、法规的规定，按照律师行业公认的业务标准、道德规范和勤勉尽责精神出具本专项法律意见。

对本专项法律意见的出具，本所律师特作如下声明：

1、本所律师乃依据本专项法律意见出具日前已经发生或存在的事实以及现行法律、法规及规范性文件的相关规定发表法律意见。

2、本所律师已根据相关法律、法规及规范性文件的规定严格履行法定职责，遵循了勤勉尽责和诚实信用的原则，对与广汇股份本次收购涉及的地下资源权益相关之依据中国法律法规而出具或签署的法律文件的真实性和有效性进行了充分核查并发表法律意见；对于与广汇股份本次收购涉及的地下资源权益相关



的依据境外法律法规而出具或签署的法律文件，或者该等文件的履行、解释或效力须遵循境外法律法规的规定、或须取得境外政府机构或其他有权部门的认可，则本所律师在发表法律意见时，将以广汇股份为本次收购而聘请的其他中介机构发表的意见为基础，本所律师在本法律意见中对于该等中介机构所提供信息或所作结论的引用，并不意味着本所律师对该等信息或结论的真实性做出任何明示或默示的保证，且对于这些内容本所律师并不具备核查和作出判断的合法资格。

3、本所律师同意将本专项法律意见作为广汇股份本次收购所必备的法定文件随其他材料一起上报上海证券交易所，并依法对所出具的法律意见承担相应的责任。

4、本所律师同意广汇股份在其为本次收购所制作的相关申报文件中自行引用或根据上海证券交易所的相关要求引用本专项法律意见中的相关内容；广汇股份作上述引用时，不得因引用而导致法律上的歧义或曲解。

5、本所律师已经审阅了本所律师认为出具本专项法律意见所需的有关文件和资料，并据此出具法律意见；本专项法律意见对于有关财务会计报表及其附注、审计报告、资产评估报告中某些数据和结论的引述，并不意味着本所律师对这些数据、结论的真实性和准确性做出任何明示或默示的保证，且对于这些内容本所律师并不具备核查和评价的适当资格。

6、广汇股份已保证，其已向本所律师提供了出具本专项法律意见所必需的全部有关事实材料，且该等材料均是真实有效的，无任何重大遗漏及误导性陈述，其所提供的复印件与原件具有一致性。

7、对于出具法律意见至关重要而又无法得到独立证据支持的事实，本所律师依赖于有关政府部门、广汇股份、其他有关机构或有关人士出具或提供的书面说明、证言或其他相关文件或其复印件出具法律意见。

8、本法律意见仅供广汇股份为本次收购事宜而上报上海证券交易所的目的使用，不得用作任何其他用途。

为出具本法律意见，本所律师对与广汇股份本次收购所涉及之油气田权益相关的下述有关方面的事实及/或法律文件进行了审查：

- 1、本次收购所涉及之各方的主体资格
- 2、本次收购所涉及之相关法律程序
- 3、本次收购所涉及之相关协议
- 4、本次收购所涉及之南依玛谢夫油气区块权益
- 5、本次收购所涉及之油气田储量评估
- 6、与本次收购所涉及之油气田权益相关的支付义务
- 7、本次收购是否涉及特定矿种资质及行业准入问题
- 8、本次收购所涉及之信息披露事宜

本所律师根据《公司法》、《证券法》、《上市公司信息披露管理办法》、《上市规则》、《格式指引第十八号》等相关法律、法规及规范性文件的规定，并按照律师行业公认的业务标准、道德规范和勤勉尽责精神，对广汇股份已经提供的文件和有关事实进行了核查和验证，现出具法律意见如下：

一、本次收购所涉及之各方的主体资格

（一）收购方

根据广汇股份目前持有之新疆维吾尔自治区工商行政管理局于2011年6月27日核发的650000060000192号《企业法人营业执照》并经查验，广汇股份的住所为乌鲁木齐经济技术开发区上海路16号，法定代表人为尚继强，注册资本及实收资本均为1,946,868,038元，经主管工商行政管理机关登记的经营范围为“许可经营项目：煤炭销售。一般经营项目：液化天然气、石油、天然气、煤炭、煤化工、清洁燃料汽车应用、加注站建设的项目投资；一般货物与技术的进出口经营；国内商业购销。”

根据广汇石油目前持有之新疆维吾尔自治区工商行政管理局核发的《企业法人营业执照》并经查验，广汇石油的住所为乌鲁木齐经济技术开发区上海路16号，法定代表人为尚继强，注册资本及实收资本均为60,000万元，经营范围为“一

般经营项目（国家法律、法规规定有专项审批的项目除外；需取得专项审批待取得有关部门的批准文件或颁发的行政许可证书后方可经营，具体经营项目期限以有关部门的批准文件和颁发的行政许可证书为准）；石油产业的投资；石油化工产品的研究开发；石油工程技术服务；货物与技术的进出口业务；货物运输代理服务；石油化工产品（不含危险化学品）的销售”。

根据广汇股份、广汇石油提供的《企业法人营业执照》及其陈述并经查验，广汇股份、广汇石油均已通过 2010 年度的工商年检，持续依法有效存续，不存在依照《公司法》等有关法律、行政法规、规范性文件及其章程规定应当终止的情形。

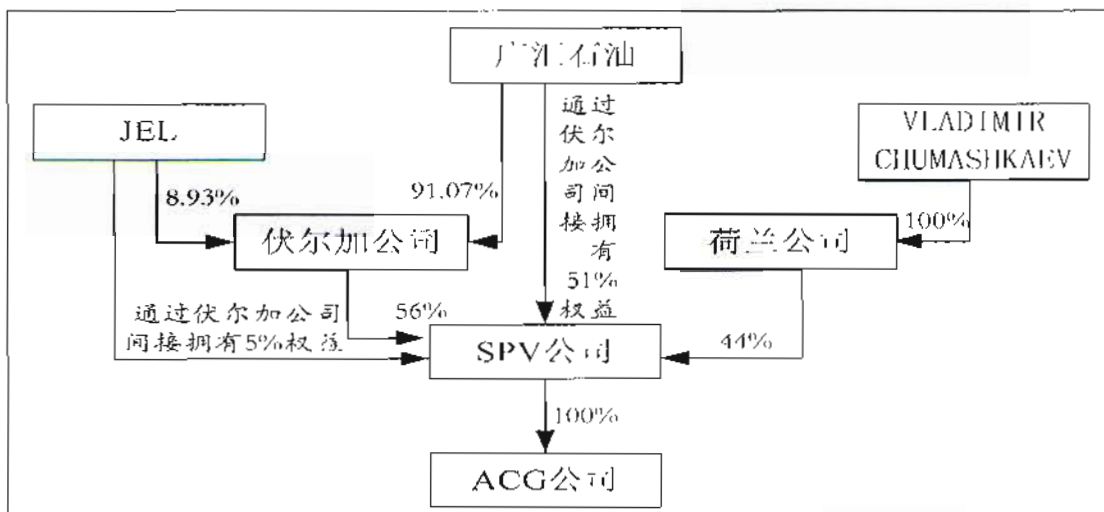
此外，根据广汇石油、Jupiter Element Limited(以下称“JEL”)与 VLADIMIR CHUMASHKAEV 签订的《主协议》及广汇股份陈述，广汇股份将通过广汇石油在境外设立伏尔加石油有限公司（以下称“伏尔加公司”）作为股权认购方进行本次收购。截至本法律意见出具日，与该公司设立相关的法律程序正在履行过程中。

综上所述，本所律师认为，截至本专项法律意见出具日，广汇股份、广汇石油依法有效存续，不存在依照《公司法》等有关法律、行政法规、规范性文件及其章程规定之应当终止的情形，为合法存续的股份有限公司。因此广汇股份、广汇石油具备依法进行本次收购的主体资格。

（二）目标公司



根据广汇股份提供的文件资料及本次收购相关的方案及安排，广汇股份通过本次收购拟获得之哈萨克斯坦共和国南依玛谢夫区块油气田权益的直接所有人为ACG公司，而广汇石油本次拟通过其境外设立的伏尔加公司认购VLADIMIR CHUMASHKAEV先生拟在荷兰设立的一家特殊目的公司（以下简称“SPV公司”）股份，从而间接享有ACG公司的51%权益，并最终达到取得哈萨克斯坦共和国南依玛谢夫油气区块权益之收购目的。因此，广汇股份本次收购所涉及的目标公司包括SPV公司及ACG公司。该等相关公司的权益结构如下图所示：



根据广汇石油为本次收购所聘请的法律顾问AQUITAS律师事务所于2011年12月15日最终签出的针对ACG公司的相关备忘录（以下简称“AQUITAS报告”）所记载的信息，ACG公司基本情况为：ACG公司于2003年7月8日建立并登记，ACG公司法定地址是“哈萨克斯坦阿拉木图市Bostandykskiy区，Manas 街32A”。ACG公司目前的投资者为Foren Associates Ltd.（以下称“FOREN”）。

由于本所律师不具备核查ACG公司截至目前法律状态的资格或资质，且特殊目的公司尚未正式登记成立，本所律师无法就ACG公司是否具备作为本次收购目标公司主体资格做出独立判断。但是，根据AQUITAS律师事务所在AQUITAS报告中所作之结论，“我们可以确定ACG公司已进行国家登记这一事实，但无法证实其是否遵守所有与ACG公司的设立和登记相关的制定法要求。就截至今日的事实而言，ACG公司注册资本已缴付，我们认为该等风险未必发生。”

此外，根据广汇石油、JEL与VLADIMIR CHUMASHKAEV签署的《主协议》及广汇股份陈述，VLADIMIR CHUMASHKAEV拟在荷兰设立SPV公司，并由该公司受让FOREN拥有的ACG公司100%权益，截至本专项法律意见出具日，SPV公司设立相关的相关法律程序正在履行过程中。

（三）出售方

据广汇石油与相关当事方签署的协议及广汇股份的陈述，本次收购所涉及的出售方包括VLADIMIR CHUMASHKAEV、SPV公司，其中VLADIMIR CHUMASHKAEV先生

为拟设立的SPV公司单一受益股东，SPV公司设立完成后将受让FOREN拥有的ACG公司100%权益。由于上述本次收购所涉及出售方均非我国民事法律主体，且SPV公司尚未正式登记成立，因此本所律师不具备对该等出售方是否具备进行本次收购的主体资格进行核查并作出独立判断的资格或资质。根据广汇股份出具的相关说明，VLADIMIR CHUMASHKAEV先生有权作为SPV公司股权的出售方签署相关协议；同时根据广汇石油、JEL与VLADIMIR CHUMASHKAEV先生签署的《主协议》，SPV公司的设立为广汇石油收购的前提条件之一。

二、本次收购所涉及之相关法律程序

（一）本次收购为广汇股份之境外收购事项

根据广汇股份提供的文件资料并经验，由于本次收购乃是由广汇石油认购ACG公司唯一股东SPV公司拟发行的股票，并通过SPV公司间接拥有ACG公司51%的权益，因此，本次收购属于根据《境外投资项目核准暂行管理办法》及《关于境外投资开办企业核准事项的规定》等法律法规须履行相关核准程序的境外投资项目。

（二）本次收购已经履行的相关法律程序

根据广汇股份提供的相关文件资料并经验，广汇股份已就本次收购事宜履行了如下法律程序：

1、2011年11月14日，广汇石油与JEL、FOREN签署了《战略合作谅解备忘录》，就与本次收购相关的合作事项安排做出了原则性约定；

2、2011年12月，广汇石油为本次收购所委托的中国石油大学（北京）出具了《哈萨克斯坦南依玛谢夫区块勘探综合评价研究》；

3、2012年1月5日，广汇石油、JEL与VLADIMIR CHUMASHKAEV先生签署《主协议》；



4、2012年1月8日，广汇石油为本次收购聘请的财务顾问毕马威会计师事务所对本次收购所涉及之财税事宜进行了尽职调查，并出具了相关尽职调查报告；

5、2012年1月9日，广汇股份召开了第五届董事会第八次会议，审议通过了与本次收购相关的《关于收购哈萨克斯坦共和国南依玛谢夫油气区块51%权益的议案》；

经查验，本所律师认为，广汇股份就本次收购事宜已经按照相关法律法规的规定履行了截至本专项法律意见出具日所须履行的相关法律程序，并取得了截至本专项法律意见出具日所必须取得的相关批准或授权。

此外，根据本所律师的理解，与广汇股份本次收购相关的境外当事人可能须就本次收购事宜履行必要的核准程序及/或本次收购须取得的境外政府或相关机构的批准。但是由于本所律师不具备就该等事宜进行核查并发表意见的资格或资质，本所律师不能就本次收购已经取得的境外相关当事人内部核准程序及/或本次收购已经取得的境外机构或部门批准情况进行核查并发表意见。

（三）本次收购尚待履行之相关法律程序

根据广汇股份提供的相关文件资料并经查验，广汇股份就本次收购事宜主要尚待履行如下法律程序：

1、由于本次收购事宜已经超过了广汇股份董事会的审批权限，广汇股份尚待就本次收购事宜取得股东大会的批准；

2、广汇股份与相关当事方尚待根据已签署的协议所作安排及设定的条件逐步签署该协议所附的一系列附属协议；

3、广汇股份尚待就本次收购事宜逐步取得国家发改委的备案及核准；

4、广汇股份尚待就本次收购事宜在有权的外汇管理机关（以下简称“外管局”）办理境外投资外汇资金来源审查手续及境外投资外汇登记手续；

5、广汇股份尚待就本次收购事宜在新疆维吾尔自治区对外贸易经济合作厅（以下简称“自治区外经贸厅”）办理核准手续并取得《中华人民共和国境外投资批准证书》。



此外，根据本所律师的理解，与广汇股份本次收购相关的境外当事人可能须就本次收购事宜履行必要的核准程序及/或本次收购须取得的境外政府或相关机构的批准。但是由于本所律师不具备就该等事宜进行核查并发表意见的资格或资质，本所律师不能就本次收购尚须的境外相关当事人内部核准程序及/或本次收购尚须取得的境外机构或部门批准情况进行核查并发表意见。根据广汇股份出具的说明，本次收购尚待取得的境外审批包括：“（1）哈萨克斯坦共和国的有关主管机关根据底土使用法第 36 条和第 37 条规定，对于本协议拟议的 ACG 公司重组和控制权变更的同意；（2）哈萨克斯坦共和国政府根据底土使用法第 13 条和第 37 条规定对于股份收购优先权的放弃；（3）哈萨克斯坦共和国的竞争保护机关根据竞争法第 50 条规定，对于本协议拟议的 ACG 公司重组和控制权变更的同意；（4）就勘探合同续展至不早于 2014 年 7 月某日而言，应当获得哈萨克斯坦共和国有关主管机关对于勘探合同附录# 3 的批准。”

综上所述，若广汇股份依据国内法律法规履行了上述第一至五项审批程序，同时境外当事人就本次收购事宜履行全部必要的核准程序及/或本次收购所涉及全部境外政府或相关机构的批准亦得以获得，则本次收购将可依法逐步实施。

三、本次收购所涉及之相关协议

经查验，2011 年 11 月 14 日，广汇石油与 JEL、FOREN 签署了《战略合作谅解备忘录》，就与本次收购相关的合作事项安排做出了原则性约定。在充分尽职调查和磋商基础上，广汇石油、JEL 与 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生于 2012 年 1 月 5 日签署了《主协议》。根据广汇股份提供的《主协议》，其主要就如下内容做出了明确约定：

1、拟议交易

根据《主协议》，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生将在协议签署后尽快设立 SPV 公司，并按照协议的规定促使 SPV 公司向伏尔加公司发行并出售股份，且广汇石油和 JEL 将在协议签署后尽快设立伏尔加公司，并促使伏尔加公司将按照协



议规定认购股份并支付资金。

2、交割的先决条件

根据《主协议》，伏尔加公司股份的认购和购买需要满足协议规定的条件，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应尽所有合理努力促使协议规定的条件在协议签署后的最早可行时间得以满足，广汇石油和 JEL 应尽所有合理努力，促使协议规定的认购的先决条件在协议签署后的最早可行时间得以满足。而且上述任一情况均不迟于 2012 年 4 月 30 日（最后截止日）得以满足。

3、目标公司

根据《主协议》，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应在协议日期后尽快设立 SPV 公司。SPV 公司的初始授权股本共计一百（100）股，其中包括 A 股和 B 股，其初始的已发行股本由将向 SPV 公司股东发行的四十四（44）份 B 股构成。SPV 公司的授权股本和已发行股本以及 SPV 公司的董事，在交割前的任何时候，均应获得伏尔加公司的同意。

4、ACG 公司的转让

根据《主协议》，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应促使 FOREN 以及持有 ACG 公司任何股份的任何其他成员，将其持有的 ACG 公司的授权资本中的所有已发行股份转让给 SPV 公司，使得 SPV 公司成为 ACG 公司所有股份的合法和实际的所有者（且所有股份均不存在权利负担）以及 ACG 公司的单一注册参与方（重组）。重组应在 SPV 公司设立后，随即按照适用法律的规定尽快实现。VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应促使 FOREN 和其他任何相关的成员与 SPV 公司订立 ACG 公司转让协议，以规定实现重组的具体条款和条件。

5、伏尔加公司股份的认购

根据《主协议》，不迟于认购的先决条件满足（或被广汇石油和 JEL 免除）后的五（5）个工作日内，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应促使 SPV 公司按照认购协议和协议的规定发售股份，广汇石油和 JEL 应促使伏尔加公司按照协议规定认购 SPV 公司股份。广汇石油和 JEL 将促使伏尔加公司应在交割时按照协议的规定，向 SPV 公司支付 3,130,000 美元或等值欧元，其中包含作为伏尔加公司股份的 A 股的票面价值和股本溢价（认购金额），伏尔加公司股份为发行后即是额缴付的股份，并且不存在权利负担。除认购金额外，广汇石油和 JEL 应促使



伏尔加公司应在交割后，按照协议的规定，通过所持有的 SPV 公司的股权，以将第一期资金和第二期资金注入 SPV 公司的方式，向 SPV 公司提供资金。以交割发生为前提，广汇石油应促使伏尔加公司以伏尔加公司股份溢价款的方式向 SPV 公司提供资金，资金总计 65,000,000 美元（第一期资金）。伏尔加公司在审阅了第一期活动获得的地质学和地球物理学数据以及 ACG 提供的其他数据后，按照其自主决定认为，其对该等数据所展现的前景表示满意，并且已向 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生和 SPV 公司作出选择继续投资于 SPV 公司的通知（第二期投资通知）。如果伏尔加公司作出第二期投资通知，伏尔加公司应以伏尔加公司股份溢价的形式，向 SPV 公司进一步提供总计 131,870,000 美元的资金（第二期资金）。

如果第二期投资先决条件视为未满足，则广汇石油、JEL 或伏尔加公司均没有向 SPV 公司提供任何后续资金的义务，并且：（1）伏尔加公司有权将 34.065% 的股份出售给第三方；（2）如果伏尔加公司股份未能在第二期投资先决条件视为未满足之日起三（3）个月内出售给第三方，伏尔加公司和 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应当（并且 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生还应促使 SPV 公司股东）就项目的管理和/或伏尔加公司股份的出售进行善意的协商，在此情况下，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生有权促使 SPV 公司股东向伏尔加公司购买，并且伏尔加公司应当应 SPV 公司股东的书面要求向其出售 65.935% 的股份，对价为 1.00 美元。

6、对 SPV 公司的后续投资

根据《主协议》，如果 SPV 公司的任何股东须就其他股东的后续投资提供资金，提供资金的股东应首先能够在 SPV 公司向其股东分配任何红利前，从 ACG 公司所获得的收入中收回所有该等资金以及 5% 的额外费用。

7、过渡期承诺

根据《主协议》，交割前，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应确保：（1）广汇石油和 JEL 及其代理人 and 代表可在合理通知 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生后，合理地接触集团各成员公司的账簿和记录，进入各区块以及开展业务的其他任何物业；并且（2）已在合理可行的最早时间，向广汇石油和 JEL 提供其可能合理要求的、与业务以及集团各成员公司的经营和事务相关的信息。（3）应行使其

可获得的所有权利和权力，确保在未获得广汇石油和 JEL 的事先书面同意（该等同意不得不合理地拒绝给予）的情况下，SPV 公司不得发生任何支出，达成任何协议、安排或交易，雇佣任何人员或发出雇佣要约、购买或处置任何资产或从事其他行为。（4）应行使其可获得的所有权利和权力，确保在未获得伏尔加公司事先书面同意（该等同意不得不合理地拒绝给予）的情况下，ACG 公司不得处置任何动产或不动产等协议规定的行为。（5）VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生及任何集团成员公司不得在交割前，从事（或未能从事）将导致（或可能导致）任何保证在交割日重述时变为不真实、不准确或具有误导性的任何行为。

如果交割日以前，VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生得知，使得任何承诺在重大方面变为不真实、不准确或具有误导性，或使得 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生违反了其在本协议或其他交易文件项下的任何重大义务的任何情况，则 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生应：（a）以书面形式迅速通知广汇石油和 JEL；并且（b）在 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生最早知晓该等情况或违约行为之日起十（10）个工作日内，尽其最大努力就该等情形或违约行为进行补救，并达到广汇石油和 JEL 合理满意的程度。

8、交割

根据《主协议》，伏尔加公司股份的认购的完成（交割）将于认购的先决条件满足或免除后第 5 个工作日（或双方可能同意的其他日期）的上午 11 点发生。

9、适用法律和管辖

根据《主协议》，与协议有关的任何非合同义务，受英国法律管辖，但排除其冲突法规则或原则的适用。如果双方出现协议引起的或与协议有关的争议（争议，且该争议的每一方为争议方），争议方可向争议另一方交付一份书面通知（争议通知）。争议通知应提及本条，且必须包含争议的合理详情以及发出争议通知的争议方遭受的损失（如有）。争议双方必须，不迟于争议通知交付后的十（10）个工作日，召开会议（争议解决会议），并在该会议上尽其所有合理努力以友好方式解决争议。

如果争议未能在争议通知交付后的二十（20）个工作日内友好解决，则该争议（无论是否已实际召开争议解决会议）应在任何争议方的要求下，提交至伦敦国际仲裁院（ICIA）按其届时有效的仲裁规则进行仲裁并最终解决该争议。

仲裁地为英国伦敦。仲裁程序应使用英语。仲裁员数量应为三名。做为申请人（申请人）的争议方将任命一名仲裁员，作为被申请人（被申请人）的争议方将任命另一名仲裁员；由此任命的两名仲裁员将共同确定第三名仲裁员，该仲裁员将作为仲裁庭的主席。如果申请人和/或被申请人（如适用）未能任命一名仲裁员或者双方任命的两名仲裁员未能就第三名仲裁员达成一致，则在任一情况下，应任何争议方的申请，相关仲裁员应在被诉方收到仲裁申请后一个月内，由 LCIA 按照其仲裁规则进行任命。仲裁裁决为终局裁决，对争议双方具有约束力。争议双方放弃其可能享有的（无论依据英国 1996 年《仲裁法》或其他法律）将任何仲裁裁决上诉至英国法院或者从英国法院寻求法律初始点裁决的权利。

经查验，本所律师认为，广汇石油与 VLADIMIR CHUMASHKAEV 先生签署的《主协议》是各该方的真实意思表示，该协议的内容和形式并未违反我国关于境外投资的相关法律法规中强制性规定。

四、本次收购所涉及之南依玛谢夫油气区块权益

根据广汇股份的陈述并经查验，广汇股份本次通过间接认购SPV公司51%股份的权益将通过ACG公司间接参与位于哈萨克斯坦南依玛谢夫区块的油气田权益。由于本所律师不具备就该区块油气田权益的基本情况及权属状态进行核查的资格或资质，因此本所律师此处关于该区块油气田权益的描述将根据广汇石油就本次收购而聘请的境外法律顾问出具的相关尽职调查报告中所载信息做出。

根据AQUITAS报告，ACG公司被哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部函件（编号为14-05-1157）确认认为投资项目竞争投标的中标者，该投标是针对在阿特劳州第XXVII-4（部分），5（部分），XXVIII-4（部分），5（部分）和6（部分）区块开展碳氢化合物勘探作业的底土使用权而开展的。ACG公司和哈萨克斯坦共和国能源和矿产资源部签订合同并根据《底土使用运营合同国家登记法》的规定于2006年1月12日进行登记，编号为1933。

根据AQUITAS报告，依据日期为2010年7月9日、有关终止2006年1月12日第1933号合同的哈萨克斯坦共和国石油天然气部（以下简称“MOG”）第14-02-4823



号通知，合同已被2010年7月3日MOG部长的第157号令单方面终止，事关ACG公司实质性违反合同和工作计划确立的各项义务。2011年，ACG公司向阿斯塔那市区际特别经济法庭提起诉讼，请求撤销上述命令、并宣告其无效，还请求强制MOG收回上述合同终止通知、恢复合同有效以及ACG公司的底土使用权，并经与ACG公司初步协调，将2010年工作计划中因签发MOG令而未履行的义务转到2011年的工作计划中。阿斯塔那市区际特别经济法庭在其2011年5月19日的第02-2409-11号裁决中宣告MOG的2010年7月3日第157号令无效并撤销该命令，但驳回了其他请求。上述法庭裁决于2011年9月22日生效。因此，合同已恢复效力。

针对上述与南依玛谢夫区块油气田权益相关的情形，AQLITAS报告中揭示出存在的瑕疵或风险，包括：“（1）主管部门将有机会依据现行的《底土法》，在底土使用方再次违反合同规定和/或工作计划时单方面终止合同；（2）存在可能无法进一步续展合同期限的某些风险；（3）阿斯塔那市区际特别经济法庭2011年5月19日的第02-2409-11号裁决宣告MOG于2010年7月3日作出的第157号令无效并撤销该令，上述法庭裁决会依据监督程序被提起上诉并被撤销；（4）ACG公司目前并不占有履行合同项下义务所需的文件和资料（包括地质资料），ACG公司因没有所需文件和资料而错过履行合同义务的最后期限；（5）有关底土使用方未履行合同义务或履行合同义务不当以及未遵守现行法律规定或遵守现行法律规定不当的风险。”

五、本次收购所涉及之油气田储量评估

根据广汇股份的陈述并经查验，针对本次收购事宜，广汇石油委托中国石油大学（北京）进行了可行性研究，并出具了综合评价研究报告。根据该报告所载信息，本次收购所涉及之南依玛谢夫地区油气田储量情况如下：

表 4-8 南依玛谢夫资源量计算结果表

层位 资源量级别	C2b 储层 (10^8m^3)	上泥盆统-石炭系储层 (10^8t)	侏罗系储层 (10^8t)	白垩系储层 (10^8t)
保守资源量	1102.06	2286	3016	2111
最佳资源量	1922.5	8000	3750	2625
乐观资源量	2682.15	13714	4485	3140

六、本次收购是否涉及特定矿种资质及行业准入问题

经查验，广汇股份通过本次收购拟参与之位于南依玛谢夫区块油气田权益的直接所有人为 ACG 公司，而广汇股份本次收购的交易结构安排为通过收购拥有 ACG 公司 100% 权益之股东 SPV 公司的股权间接享有 ACG 公司的 51% 权益，因此，依据我国境内的相关法律法规，广汇股份无须因履行本次收购而具备特定资质或满足特定矿种行业准入要求。但是未来广汇股份的子公司在从 ACG 公司收购天然气及/或收购石油用于在境内加工或销售时，将可能涉及相关核准或审批程序。

此外，根据广汇股份的陈述，ACG 公司在哈萨克斯坦的勘探、开发活动涉及一系列批准或许可，许可体系可能包括如下内容：(1) ACG 公司的经营范围登记；(2) ACG 公司已经取得的地下资源使用许可；(3) 勘探转开发许可及管线建设许可；(4) 油气出口配额；(5) 天然气放空燃放许可；(6) 其他一系列常规安全、环保、劳务、土地许可等。但是本所律师并不具备针对该等事宜进行核查的资格或资质，因此本所律师仅依据 AQUITAS 报告中所提供的信息进行披露。首先，ACG 公司已经取得地下资源使用许可；第二，2008 年 5 月 21 日 ACG 公司获得了的特许以便其经营矿业生产，并从事钻井和油田设备、提升结构、在超过 0.7 千克/平方厘米压强下正常工作的锅炉、超过 115°C 温度的传热剂以及在超过 0.7 千克/平方厘米压强下正常工作的容器和管道的装配和维修，该特许证的编号为 GL No. 002047（以下简称为“特许”）。特许类型为普通类（无限期）。



至于除上述二个方面已经获得的批准外，ACG 公司是否已经取得其他该等六个方面所涉及的相关批准及许可，或者除六个已经列明的方面外，ACG 公司是否还须取得其他批准或许可方可在哈萨克斯坦从事天然气开采业务，本所律师尚未获得充足的信息。但是，根据广汇股份的书面说明，其将促使 ACG 公司根据油气资源勘探开发的需要逐步取得哈萨克斯坦法律所要求的各项批准或许可。

七、本次收购所涉及之信息披露事宜

根据广汇股份陈述及其提供的文件资料并经验，广汇股份已经依据相关法律法规、上海证券交易所的《上市规则》、其章程及《信息披露事务管理制度》的相关规定履行了截至本专项法律意见出具日所须履行的相关信息披露义务。根据广汇股份提供的文件资料，截至本专项法律意见出具日，广汇股份不存在其他涉及本次收购事项的应披露而未披露的合同、协议或安排。此外，广汇股份就本次收购尚待继续依法履行其法定信息披露义务。

八、结论

综上所述，本所律师认为，截至本专项法律意见出具日，本次收购所涉及之当事方广汇股份、广汇石油具备实施本次收购的合法的主体资格；本次收购作为广汇股份的重大交易事项及境外投资事项，除尚待广汇股份的股东大会审议批准外，已经广汇股份按照法定程序审议批准；为本次收购签订的相关协议是各方的真实意思表示，其内容和形式并未违反我国关于境外投资的相关法律法规中强制性规定。若广汇股份依法履行依据国内法律法规须取得的全部批准或许可，同时境外当事人就本次收购事宜履行全部必要的核准程序，且本次收购须取得全部境外政府或相关机构的批准亦得以获得，则本次收购将可依法逐步实施。

本专项法律意见正本一式四份。



（此页无正文，为《北京市国枫律师事务所关于新疆广汇实业股份有限公司收购 ACG 公司股权涉及地下资源权益的专项法律意见》之签署页）

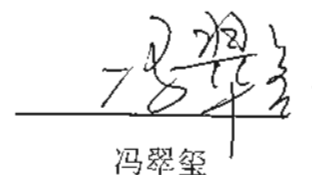
负 责 人



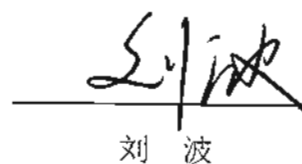
张利国



经办律师



冯翠玺



刘 波

2012年1月9日