

山东新潮能源股份有限公司关于 《上海证券交易所监管工作函》的回复公告

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。

山东新潮能源股份有限公司（以下简称“公司”）于2021年6月1日收到上海证券交易所上市公司监管一部《关于山东新潮能源股份有限公司2020年年度报告的信息披露监管工作函》（上证公函【2021】0557号）（以下简称“工作函”）。

根据上海证券交易所事后审核相关要求，公司对工作函中涉及的相关问题回复披露如下：

问题：

1.年报显示，公司报告期末油气资产账面价值为198.27亿元，占总资产的比例达87.23%，系公司主要经营资产。公司以前年度未对油气资产计提减值，报告期内计提油气资产减值准备31.19亿元，其中，对探明矿区权益计提减值18.47亿元，对未探明矿区权益计提减值2.17亿元，对井及相关设施计提减值10.55亿元。请公司：（1）结合报告期内公司油气储量变动情况、油气资产减值测试的具体过程、相关参数选取，区分探明矿区权益、未探明矿区权益、井及相关设施等类别，说明报告期内对油气资产减值准备计提金额的合理性和恰当性；（2）明确以前年度是否存在计提不充分的情形。

公司回复：

一、油气资产的减值测试

1. 减值测试的基本方法

根据相关会计准则要求和参照行业惯例，公司于每年会计年度末聘请第三方专业机构 RYDER SCOTT COMPANY, L.P.（简称 Ryder Scott）对剩余油气经济可采储

量进行评估。对已探明矿区权益以及井及相关设施(合称为已探明油气资产)以已探明经济可采储量(P1)的折现值为参考进行减值测试；对未探明矿区权益以概算储量(P2)及可能储量(P3)的折现值为参考进行减值测试。

如第三方储量报告计算的油气储量未来现金流的折现值接近或低于公司油气资产的账面价值，公司则认定油气资产在测试的时间点上存在减值迹象。从第三方储量报告的结果看，2019年底，公司油气资产未出现减值迹象，但至2020年底，公司油气资产减值迹象较为明显。

2. 减值金额的计算原则

为使得油气资产的账面价值更加真实地反映其公允价值，公司计算油气资产减值金额时，除参考第三方储量报告的测算结果外，还综合参考近期可类比资产的市场交易价格、以及与公司油气资产价值密切相关的其他影响因素等。

二、2019-2020年末油气储量评估的情况

经济 指标/ 评估 结果	探明储量 P1		概算储量 P2		可能储量 P3		储量合计	
	2019 年	2020 年	2019 年	2020 年	2019 年	2020 年	2019 年	2020 年
未来平 均油价 假设 (美元/ 桶)	52.83	55.00	52.97	55.00	52.97	55.00	52.90	55.00
未来平 均气价 假设 (美元 /Mcf)	-0.63	0.00	-0.63	0.00	-0.63	0.00	-0.63	0.00
油气储 量(万	27,449.80	18,297.10	20,416.70	18,891.50	39,828.10	20,990.00	87,694.60	58,178.60

桶当 量)								
储量折 现值 (万美 元)	348,984.70	264,056.20	103,565.70	111,846.50	196,008.00	60,207.90	648,558.40	436,110.60
储量折 现值 (人民 币万 元)	2,277,090.27	1,722,940.30	675,755.84	729,787.23	1,278,932.60	392,850.53	4,231,778.70	2,845,578.05

注 1: 当预计单井未来净现金流入大于零时, 该单井的未来产量才能被列为上述经济储量。预计单井未来产量由 Ryder Scott 根据公司在产井的生产表现及同区域内其他同行公司相同产层在产井的生产表现确定计算。

注 2: 单井未来现金净流入=按预计价格计算的未來产量产生的收入-预计未来增加的开发成本-预计油田作业成本及管理成本-开采税及资产从价税等。

注 3: 未来平均油价假设参考了 2015-2019 年 WTI 平均价格以及年度报告日前后 NYMEX WTI 未来各期期货价格。

注 4: 预计未来开发成本及油田作业、管理成本由 Ryder Scott 根据公司历史数据并参考同行业的成本水平确定计算。

评估储量下降的原因如下:

1. 2020 全年公司油气生产采出导致 P1 储量减少;
2. 因油价大幅下跌, 公司调整了 2020 年度开发及生产计划, 暂停了 2016 年至 2020 年期间开发计划中部分井位的开发。Ryder Scott 根据储量评估的相关准则, 将这部分井位的未来产量从 P1 储量调整至 P2 储量, 导致 2020 年末 P1 储量下降。
3. Ryder Scott 根据不同区块相同产层在产油井 (P1 储量中 PDP 类别, 即证实储量中证实已开发在生产储量) 的表现对公司部分井位未来产量的预测进行了更为谨慎的调整。同时, 对 P2 储量和 P3 储量的表示方法也做了一些修正。该因素加上评估价格的变化导致 2020 年末经济储量整体有所下降。

4. 2020 年，公司根据经济核算的结果，决定不再对部分开发价值极低区块的土地租约进行持续投入，导致 2020 年末相应经济储量整体有所下降。

三、油气资产减值准备计算

2020 年度，公司共计计提油气资产减值准备 45,241.73 万美元，折合人民币 311,900.99 万元。其中，将拟放弃的将于 2021 年一季度到期租约的历史成本 3,145.50 万美元（折合人民币 21,685.42 万元）按资产负债表日后事项计入未探明矿区权益的减值准备；按 P1 储量折现值与已探明矿区资产账面值的差额 42,096.22 万美元（折合人民币 290,215.57 万元）计入已探明矿区资产的减值准备。具体如下：

单位：万元

资产分类	储量折现值	减值前账面净值	汇率变动影响	计提减值准备	减值后账面净值
未探明矿区权益	1,122,637.76	293,894.29	1,161.32	21,685.42	273,370.19
已探明矿区权益	1,722,940.30	541,303.63	9,891.50	184,704.77	366,490.36
井及相关设施		1,456,310.30	5,650.43	105,510.80	1,356,449.93
已探明矿区权益合并抵销		-13,564.68			-13,564.68
合计	2,845,578.06	2,277,943.54	16,703.25	311,900.99	1,982,745.80

四、计提油气资产减值准备的合理性

1. 遵循了会计核算的客观性原则。公司 2020 年末计提油气资产减值准备，是以 Ryder Scott 储量评估报告提供的未来现金流预测作为主要依据，同时也充分考虑了该报告所使用的行业参考数据与公司实际情况的差异，并综合分析了公司油气资产的其他附加价值（未在储量评估报告中体现）以及影响已探明油气资产价值的其他相关因素，还参考了近一段时间内美国同行业计提减值准备的情况以及可类比资产的市场交易价格等，油气资产的减值的计算是客观的。

2. 符合会计核算的谨慎性原则。Ryder Scott 对公司 2020 年末剩余经济可采储量进行评估时，将未来产量假设参数等根据同行业的数据进行了更为保守的调整。同时，公司也将个别产层的未来产量假设进行了较为保守的调整。由于页岩油气开发周期时间较长，未来实际产量的计算仍然还存在着不确定性，公司将未来油气经济可采储量及其现金流向下进行一定程度的调整，体现了会计核算的谨慎性原则。

综上所述，公司按照相关会计准则的要求，定期对油气资产价值进行了评估。在油气资产出现减值迹象时计提了充分的减值准备。需要说明的是：公司按年度对

油气资产进行减值测试，是在现有的行业环境及技术条件下，在对未来相关因素进行合理假设的前提下，经专业机构评估后，对油气资产的历史投资成本进行持续性、动态性的经济评价及总结。未来油气价格的变化、页岩油开采技术的升级、油气采收率变化、以及油气资产收购等因素均会对公司未来剩余经济可采储量及现金流的预计计算产生影响。

问题：

2.年报显示，公司报告期内实现营业收入 41.44 亿元，同比下滑 31.74%，公司解释主要是由于石油产量下降、价格下降以及天然气销售使用新准则的调整导致。请公司补充披露：（1）报告期内石油产量、价格的具体变动情况；（2）使用新准则对天然气销售业务的具体影响；（3）结合行业情况、在手订单、后续发展规划等，说明公司应对油价波动拟采取的措施。

公司回复：

一、 近两年石油销售情况对比

报表项目	2020 全年	2019 全年	同比变化值	同比变化率
产量-油（桶）	13,249,436.62	15,462,592.20	-2,213,155.58	-14.31%
销售价格（美元/桶）	37.11	53.33	-16.21	-30.40%
石油销售额（万美元）	49,175.20	82,459.79	-33,284.59	
石油销售额（万元）	339,018.76	568,510.80	-229,492.04	-40.36%
套保实现盈亏（万美元）	10,386.49	-1,017.07	11,403.56	
套保实现盈亏（万元）	71,605.50	-7,012.09	78,617.58	1121.22%
营业收入-石油（万美元）	59,561.69	81,442.72	-21,881.03	
营业收入-石油（万元）	410,624.26	561,498.72	-150,874.46	-26.87%

二、新收入准则对天然气销售业务的影响

根据协议，公司将天然气通过管道出售给购气商，由购气商负责天然气的采集及运输，并将天然气进行处理后再销售给终端客户。公司按终端销售价格（Henry Hub 价格）与购气商进行结算，同时也需要向其支付上述集采、处理及运输费用。根据新收入准则《企业会计准则第 14 号——收入》（2017 年修订）第十九条：企业应付

客户（或向客户购买本企业商品的第三方，本条下同）对价的，应当将该应付对价冲减交易价格，并在确认相关收入与支付（或承诺支付）客户对价二者孰晚的时点冲减当期收入，但应付客户对价是为了向客户取得其他可明确区分商品的除外。

公司原油销售按照扣除运输费用后的价格与客户进行结算。原油销售收入的确认未因执行新收入准则发生变化。

公司天然气销售模式适用以上会计准则的要求，故自 2020 年起，将天然气销售收入按扣除采集及运输成本后净额列报，具体见下表。

报表项目	2020 全年	2019 全年	同比变化值	同比变化
产量-气 (MCF)	24,370,133.56	18,156,995.42	6,213,138.14	34.22%
气销售单价 (美元/MCF)	2.31	2.22	0.09	4.11%
天然气销售额 (万美元)	5,630.62	4,029.45	1,601.17	39.74%
天然气销售额 (万元)	38,818.07	27,780.63	11,037.43	
(-) 集输处理成本 (万美元)	5,574.55	不适用		
集输处理成本 (万元)	38,431.54	不适用		
(=) 营业收入-天然气 (万美元)	56.07	4,029.45		
营业收入-天然气 (万元)	386.53	27,780.63		
营业成本-集输处理 (万美元)	不适用	5,211.30		
营业成本-集输处理 (万元)	不适用	35,928.79		

三、公司应对油价变化的措施

一直以来，公司通过对一部分未来石油产量进行套期保值的方式，防止油价剧烈波动给公司造成不利影响。2020 年，在 WTI 月平均油价同比下降 31.89% 的情况下，公司的套保业务实现现金收益约 1.04 亿美元，公司的净实现油价同比仅下降了 14.65%。正是由于套期保值业务对现金流形成的保护作用，使得公司不仅经受住了市场环境的严峻考验，还在行业复苏前期抓住了时机，为收购 Grenadier 油气资产，

从而为公司进一步扩大资源储备提供了有效的资金支持。公司未来还将加强对油价走势的研判，利用多种套期保值工具，降低油价剧烈下降给公司带来的风险。

此外，公司 2020 年还尝试将一部分石油产量由之前在米德兰地区交货转至墨西哥湾 Houston Terminal 交货，以取得灵活多样的定价机制，从而分散因交货地差异产生的价格风险。

问题：

3.年报显示，公司报告期内营业成本 29.96 亿元，同比下降 1.17%，从成本构成来看，油田资产折耗、油田作业成本、油井维修成本分别为 21.9 亿元、4.85 亿元、0.37 亿元，分别同比增长 6.59%、下降 8.21%、下降 58.23%，油田资产折耗对公司业绩影响重大。本期采集、运输成本为 0，去年为 3.59 亿元。同时，公司新增未探明矿区租约放弃成本 2.84 亿元。请公司补充披露：（1）油气资产计提折耗的具体方法，报告期内变动较大的原因及合理性；（2）本期采集、运输成本为 0 的原因及合理性；（3）本期新增未探明矿区租约放弃成本的具体内容、原因及核算方式，相关会计处理依据，是否符合行业惯例及会计准则相关规定。

公司回复：

一、油气资产折耗计提的具体方法及计算过程

公司油气资产折耗按产量法按月计提折耗。其中，未探明矿区权益不计提折耗；探明矿区权益以证实储量为基础计算折耗；矿区开发成本以证实已开发储量为基础计算折耗；其他资本化成本按直线法分段计算折耗。计算公式及计算结果如下：

（一）探明矿区权益月折耗额 = 探明矿区权益账面价值 × 当月产量 / （当月产量 + 期末证实储量）；

2020 年度，探明矿区权益折耗额为 6,060.28 万美元，折合人民币 41,780.16 万元。

（二）矿区开发成本月折耗额 = 矿区开发成本账面价值 × 当月产量 / （当月产量 + 期末证实已开发储量）；

2020 年度，矿区开发成本折耗额为 23,185.90 万美元，折合人民币 159,845.92 万元。

(三) 其他资本化成本月折耗额 = 其他资本化成本 × 月折耗率 (前 5 年 10%/年, 后 25 年为 2%/年)。

2020 年度, 其他资本化成本折耗额为 2,124.81 万美元, 折合人民币 14,648.68 万元。此外, 作为固定资产核算的水处理资产的折旧额 401.80 万美元, 折合人民币 2,770.04 万元, 计入当年主营业务成本。

由以上计算公式可知, 油气资产折耗率的变化与当期产量及期末油气储量的变化相关。2020 年度公司油气资产折耗额同比增加较大的主要原因为期末油气评估储量的下降。

二、2020 年度天然气集采运输成本的会计处理

2020 年, 公司天然气销售业务适用新的收入准则。具体见问题 2 回复二。

三、未探明矿区租约成本的核算

公司自 2014 年 12 月至 2018 年 6 月期间累计向美国子公司投资 16.95 亿美元。其中, 2014 年 12 月至 2016 年 3 月期间的投资共计约 15.05 亿美元, 主要用于支付 Hoople 及 Moss Creek 矿区权益的购买价款。该部分成本根据购买时评估储量的分类, 以不同租约单元及井位为单位分摊计入了“未探明矿区权益”, “已探明矿区权益”以及“井及相关设施等。根据相关协议约定, 公司在取得矿区开发权益后, 在未来开发过程中, 还需按期对部分租约支付土地续约费用。

2016 至 2020 期间, 在按计划对未探明矿区井位进行开发的过程中, 公司不断提高对不同区块及不同产层的产量认识。公司部分油气区块的地理地质构造相对复杂, 区域井位油气资源量相对较少, 钻井以及基础设施建设的成本相对较高, 导致该区域油气最终采收率表现欠佳。公司经全面分析后, 以开发收益最大化为出发点, 决定不再对该部分土地租约进行持续投入, 将有限的资金集中用于对性价比较高的区块进行开发。因此, 公司根据《企业会计准则第 27 号—石油天然气开采》第十条的规定, 将上述租约成本计入了当期损益。即“未探明矿区因最终未能发现探明经济可采储量而放弃的, 应当按照放弃时的账面价值转销未探明矿区权益并计入当期损益。因未完成义务工作量等因素导致发生的放弃成本, 计入当期损益”, 针对不再继续投入的租约取得成本计入了当期损益。

将放弃租约的历史成本计入当期损失为油气行业国际惯例, 也符合国际会计准则的相关规定。美国公认会计准则 932-360-35-11 号关于未探明矿区权益的减值计

提有如下阐述（节选）：“应定期评估未探明（油气）资产，以决定其是否存在减值。例如，如果未在该油气资产或附近油气资产上启动钻井活动的情况下，随着租约到期日的临近，部分或全部资产减值的可能性增加。如果评估结果表明已发生减值，应当计提减值准备确认损失”。

公司查阅了纽交所上市的 6 家同行公司 2020 年各期财务报告，其 2020 年当期损益中均包含放弃租约产生的损失。具体如下：

单位：百万美元

公司名称	报告 期	损益项目	报告页码	金 额
WPX Energy, Inc.	2020 半年报	未探明租约资产 减值和摊销	13	83
PARSLEY ENERGY, INC.	2020 半年报	租约放弃和未探 明油气资产减值	31	557
Concho Resources Inc.	2020 三季度报	未探明资产减值 及租约放弃	38	2,724
DEVON ENERGY CORPORATION	2020 年报	未探明资产减值	73	152
EARTHSTONE ENERGY, INC.	2020 年报	未探明资产的累 计减值	96	67
Pioneer Natural Resources Company	2020 年报	租约放弃及其他	57	11

问题：

4.年报显示，公司报告期末应付账款中货款期末余额为 2.89 亿元，去年同期为 0。请公司补充披露：（1）相关货款的具体内容、主要对象，是否存在关联关系等；（2）结合相关业务开展情况、交易背景、采购支付模式及结算政策变化等，补充披露应付账款中货款大幅增长的原因及合理性。

公司回复：

一、公司一直以来与客户 Lion Oil Trading & Transportation, Inc.（简称 LOTT）签有长期协议，约定以米德兰为原油交货地，销售结算采用 WTI 米德兰地区价格。2020 年，为增加石油定价的灵活性与多样性，公司与国际石油贸易公司 Vitol 签订了购销协议，约定自 2020 年 10 月起将一部分原油产量经 Wink to Webster 管道交货至墨西哥湾 Houston Terminal，即美国内陆产油区运到墨西哥湾沿岸的原油集散地，

并按 WTI MEH (Magellan East Houston pricing) 价格进行结算。根据相关协议的约定,公司需将部分原油从 LOTT 购回,再出售给 Vitol,以获得更为有利的销售价格。

二、公司 2020 年末合并报告中的应付账款-货款余额 2.89 亿元全部为上述新增交易原油购回产生的应付款,结算周期为一个月,与原油销售产生的应收账款结算周期相同。公司并未因以上业务增加资金占用。公司与上述各交易对象之间不存在关联关系。上述业务形成的收入、成本按净额列报。

问题:

5.年报显示,公司 2018 年—2020 年收到的其他与经营活动有关的现金中非贸易往来款分别为 9.47 亿元、7.92 亿元、7.51 亿元,金额持续下降;2018 年—2020 年支付的其他与经营活动有关的现金中非贸易往来款分别为 2.31 亿元、8.33 亿元、10.24 亿元,金额持续增长。请公司补充披露:(1)相关非贸易往来款的具体业务内容、背景、交易方、是否存在关联关系;(2)近年来支付的非贸易往来款持续增长的原因及合理性。

公司回复:

一、联合开发的行业惯例

根据美国油气开发行业惯例,当油气资产开发涉及与油气租约相关的多个权益方时,主要以联合开发(Joint-Interests)并分担成本的方式进行。享有油气资产工作权益的权益人有权在油气区块上勘探、开发和作业,按照各自工作权益比例关系承担区块勘探、开发和作业生产成本,并按工作权益比例享有在支付矿区使用费等相关税费后,获得所产油气或销售利润的权利。按照行业惯例,一般由较大工作权益方为作业方,油气资产的开发和运营由作业方负责进行,并按照相关工作权益比例向其他工作权益方进行结算。公司作为作业方代垫油气资产相关的开发和运营成本,按其他工作权益方的工作权益比例在发生时计入“其他应收款”;相关利益分成,按协议约定在发生时计入“其他应付款”。每月末,公司按照相关协议的规定,与联合开发的其他权益方进行代垫及利益分成款项的结算。

公司经营活动现金流中非贸易往来款主要列示的是联合开发过程中产生的代垫或代收款项的往来结算。前五名与公司联合开发的其他权益方包括:ENERGEN

RESOURCES CORPORATION、OCCIDENTAL PERMIAN LTD、PARSLEY DE LONE STAR LLC、SABALO ENERGY, LLC、ENDEAVOR ENERGY RESOURCES LP 等。
公司与其他权益方均不存在关联关系。

二、与其他权益方的结算方式改变导致近三年非贸易资金流结算不均匀

2018年，公司改变了与其他权益方往来款项的结算方式。由之前的统一经销售商向其他权益方进行分配的方式改为由公司先收回全部货款，再由公司直接对其他权益方进行分成的方式。2018年，公司集中从销售商处收回了以前年度应由其代为分配但尚未完成分配的、属于其他权益方的部分货款，并于2019年-2020年陆续将上述代收的货款向其他权益方进行了分配，导致2018年与2020年期间的资金结算金额不均匀。

需要说明的是，公司与其他权益方的应收应付款净额并未形成公司资金占用。相关资金往来科目余额如下：

	2018 年底		2019 年底		2020 年底	
	万美元	万元	万美元	万元	万美元	万元
其他应收 - 其他权益方	7,679.08	52,703.06	4,429.32	30,899.82	2,392.47	15,610.63
其他应付 - 其他权益方	13,949.70	95,739.58	12,847.04	89,623.52	6,844.94	44,662.55
应收净额	-6,270.62	-43,036.52	-8,417.72	-58,723.70	-4,452.48	-29,051.99

特此公告。

山东新潮能源股份有限公司

董 事 会

2021年6月11日