# 涪陵页岩气开发生命周期温室气体排放估算*

李 琋[1] 毛红敏[1,2,3] 王 兵[1]

(1. 西南石油大学化学化工学院;2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司安全环保质量监督检测研究院;
3. 四川宏大安全技术服务有限公司)

**摘 要** 采用混合生命周期评价法,全面考虑页岩气开发钻井、固井、水力压裂、放喷测试求产和生产阶段的温室气体(Greenhouse Gas,GHG)排放量。结果表明:涪陵页岩气开发生命周期 GHG 排放量为 12.27 $gCO_2e/MJ$,主要来自生产阶段的 GHG 排放。页岩气燃烧供能、甲烷泄漏(生产阶段)、柴油生产造成的 GHG 排放量较大,分别占总 GHG 的 87.096 2%,4.930 4%,2.344 4%。通过对比研究发现,页岩气储层所处地域不同,采用的开发技术也不尽相同,GHG 排放量存在较大差异。单井产能是对页岩气生命周期 GHG 排放量影响最大的因素。

**关键词** 涪陵页岩气;混合生命周期评价;温室气体排放

DOI:10.3969/j.issn.1005-3158.2021.03.001 **文章编号:** 1005-3158(2021)03-0001-07

## Estimation of Greenhouse Gas Emissions During the Development Life Cycle of Fuling Shale Gas

Li Xi[1] Mao Hongmin[1,2,3] Wang Bing[1]

(1. *School of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University*;
2. *Research Institute of Safety and Environmental Protection Quality Supervision and Inspection, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd.*;
3. *Sichuan Hongda Security Technology Service Co., Ltd.*)

**ABSTRACT** The hybrid life cycle assessment method is used to comprehensively calculate the greenhouse gas emissions during well drilling, well cementation, hydraulic fracturing, production testing and production stage. Results show that the greenhouse gas emissions were 12.27 $gCO_2e/MJ$ during the Fuling shale gas development, which mainly came from carbon emissions from shale gas combustion. The greenhouse gas emissions caused by shale gas combustion, methane leakage (production stage), and diesel production were larger, which accounted for 87.096 2%, 4.930 4% and 2.344 4% of the total greenhouse gas, respectively. After comparative study, it was found that shale gas reservoirs in different regions, and the development technologies were different, and thereby the greenhouse gas emissions were quite different. Consequently, single well productivity was the biggest factor affecting greenhouse gas emissions during the shale gas life cycle.

**KEY WORDS** Fuling shale gas; hybrid LCA; greenhouse gas emissions

## 0 引 言

根据国土资源部公布的结果,我国页岩气地质储量为 $134\times10^{12}$ $m^3$,可技术开采量为 $25\times10^{12}$ $m^3$[1]。页岩气作为过渡能源,在我国未来能源供应中被寄予厚望[2]。但与具有成熟页岩气开采技术和商业模式的美国相比,我国页岩气开采仍处于初级阶段。由于页岩资源储藏地层深度、水资源不足、开发技术等各方面问题,我国页岩气开发进展缓慢。2020 年,我国页岩气产量仅为 $200.4\times10^8$ $m^3$[3],并未达到国家能源局预测的 2020 年页岩气产量超过 $300\times10^8$ $m^3$ 的目标[4]。为了满足我国对天然气日益增长的需求,大

* 基金项目:页岩气生命周期(LCA)温室气体排放模型构建与模拟研究(PPC2016012)。

李琋,2015 年毕业于日本北海道大学环境资源学专业,博士,副研究员,硕士生导师,现在西南石油大学化学化工学院从事环境模拟、环境污染修复等研究工作。通信地址:四川省成都市西南石油大学化学化工学院明辨楼 E1309,610500。E-mail:icy124@hotmail.com。

力开发和有效利用页岩气资源是长期能源战略的一种选择。

混合生命周期评价(Hybrid LCA,H-LCA)模型结合了过程生命周期评价方法(Processed based LCA,P-LCA)和投入产出分析方法(Input output LCA,IO-LCA),在估算温室气体(GHG)排放模型中既包含了由燃料燃烧造成的直接 GHG 排放,也包含了来自原料和燃料上游生产的间接 GHG 排放。该方法避免了 P-LCA 法由于人为划定系统边界产生的阶段误差,同时保证了系统完整性[5]。目前国内鲜有针对涪陵页岩气开发 GHG 排放估算的研究,孔朝阳等[6]研究中,涪陵页岩气生命周期 GHG 排放量引用了美国页岩气 GHG 数据,缺乏对涪陵页岩气 GHG 排放进行实际核算研究。

涪陵页岩气田是我国首个大型页岩气田,也是全球除北美之外最大的页岩气田,故本文以涪陵页岩气田为研究对象,采用 H-LCA 法对其生命周期 GHG 排放进行系统核算,以期为页岩气开发生命周期 GHG 排放做更全面的评价。

## 1 研究方法

### 1.1 系统边界

本文将涪陵页岩气开发生命周期历程分为钻井、固井、水力压裂、放喷测试求产和生产 5 个阶段,且将钻井、固井、水力压裂和放喷测试求产统称为气井投产前过程。系统边界不考虑钻前平台、终端用途、现场工作人员生活物资的生产、运输等 GHG 排放。页岩气开发生命周期系统边界见图 1。

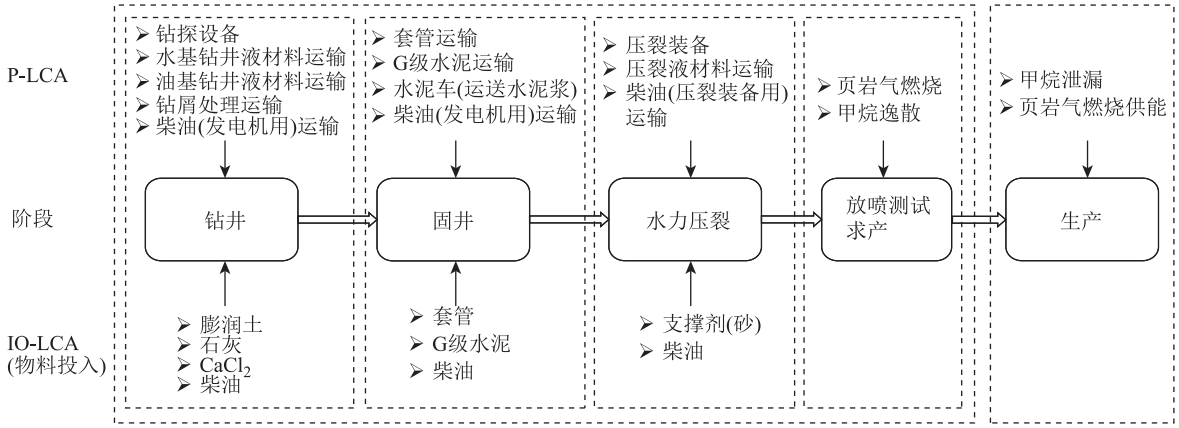



图 1 页岩气开发生命周期系统边界

本文涉及的 GHG 主要是 $CO_2$、$CH_4$ 和 $N_2O$ 三种气体,并根据全球增温潜势因子(Global Warming Potential,GWP)统一折算为二氧化碳当量($CO_2e$)。联合国政府气候变化专门委员会(Intergovernmental Panel on Climate Change,IPCC)第五次评估报告显示,$CH_4$ 和 $N_2O$ 的 GWP 值分别为 34 和 298[7]。

### 1.2 计算方法

页岩气开发过程不仅有燃料燃烧造成的直接 GHG 排放,还有燃料和投入的原料上游生产造成的间接 GHG 排放。本文采用 H-LCA 模型(详情参照 Wang 等[8]研究)对涪陵页岩气开发进行 GHG 排放估算,钻井现场消耗的材料和燃料均按就近原则采购,结合井场位置和原料购买地点,用百度地图估算运输距离均值。

本文中的中国 IO-LCA 方法基于 2015 年中国投入产出(IO)表[9]。页岩气开发过程涉及的材料和燃料主要涵盖 4 个经济部门[10],其碳排放因子见表 1。

表 1 材料及能源 IO-LCA(2015 年)模型的碳排放因子

| 经济部门 | 材料及能源 | 2015 年成本单价[9,11]/元 | 碳排放因子取值/($tCO_2e$·万元$^{-1}$) |
|---|---|---|---|
| 石油、炼焦和核燃料加工品 | 柴油 | 4 791 | 3.46 |
| 化学产品 | $CaCl_2$ | 914 | 3.54 |
| 非金属矿物制品 | 膨润土 | 601 | 5.51 |
| | 石灰 | 105 | |
| | 砂 | 31 | |
| 金属冶炼和压延加工品 | 套管 | 5 633 | 3.25 |

### 1.3 数据来源

本文数据来源于涪陵页岩气开发相关书籍[2,12]、已发表的页岩气 GHG 研究结果[8,11,13-15]、环评报

告[16-18]及咨询相关专业人员。

## 2 涪陵页岩气井 GHG 排放

### 2.1 钻井阶段

涪陵页岩气井平均井深为 4 462 m(3 397～6 356 m)[2,16-18],钻井设备平均钻速为 7.83 m/h[19],故钻井平均周期为 569.88 h(433.84～811.75 h)。钻井作业使用柴油发电机作为电源,配备 3 台(2 用 1 备)882 kW 柴油动力机和两台(1 用 1 备)320 kW 发电机组,两台柴油动力机和 1 台发电机组的油耗为 387.88 kg/h[18]。

钻井作业的导管、一开及二开直井段采用清水钻井工艺,产生的清水岩屑在井场内综合利用。二开斜井采用水基钻井工艺,水基钻井液主要由水、膨润土(购买距离 89 km)和少量其他添加剂组成,本文仅考虑膨润土的使用,产生的水基岩屑进入废水池储存,后期进行固化填埋。三开采用油基钻井工艺,仅考虑油基钻井液(油水比为 80∶20)的主要成分柴油(购买距离 4 km)、石灰(购买距离 35 km)和氯化钙(购买距离 35 km),产生的油基岩屑经脱油后运输至指定平台固化填埋[18]。故本文仅考虑油基岩屑的处理,根据造斜段、水平段长度和钻头直径,得出单井油基钻屑(处理运输距离 69 km[18])量为 86.71 t(59.22～109.01 t)。根据孙举等[20]研究中各钻井液平均用量及各添加剂占比情况[2],计算购买添加剂的费用。

涪陵页岩气井钻井阶段 GHG 排放情况见表 2,总排放量约为 1 550 $tCO_2e$(1 294～2 005 $tCO_2e$)。

表 2　涪陵页岩气井钻井阶段 GHG 排放量

| 类别 | 钻井阶段 | 材料设备 | 用量/t | 成本/万元 | GHG 排放量/$tCO_2e$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 直接 GHG | 钻井设备 | 柴油(发电机组) | 221.04(168.28～314.86) | — | 701.26(533.86～998.89) |
| | 运输[11] | 柴油(材料、燃料和油基钻屑处理) | 0.46(0.33～0.56) | — | 1.45(1.06～1.77) |
| 间接 GHG | 水基钻井液 | 膨润土 | 0.41(0.27～0.54) | — | 2.24(1.49～2.98) |
| | 油基钻井液 | 石灰 | — | 0.11(0.09～0.13) | 0.62(0.49～0.74) |
| | | $CaCl_2$ | — | 2.02 | 7.15 |
| | | 柴油(基油) | — | 136.02 | 470.53 |
| | 钻井阶段 | 柴油(含配制油基钻井液的柴油量) | — | 238.26(213.85～247.18) | 837.65(749.99～993.31) |
| 总计 | — | — | — | — | 1 550.36(1 294.05～2 004.84) |

### 2.2 固井阶段

固井作业包括下套管和注水泥。套管(购买距离 135 km)主要有导管(130.22 kg/m[12])、表层导管(101.29 kg/m[12])和技术套管(64.74 kg/m[12])、生产套管(38.76 kg/m[12])。固井使用的水泥为 G 级(购买距离 89 km),消耗量的计算参考 Chang 等[11]研究。

涪陵页岩气井固井阶段 GHG 排放情况见表 3,总排放量约为 886 $tCO_2e$(790～1 052 $tCO_2e$)。

表 3　涪陵页岩气井固井阶段 GHG 排放量

| 类别 | 固井阶段 | 材料设备 | 用量/t | 成本/万元 | GHG 排放量/$tCO_2e$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 直接 GHG | 注水泥作业 | 柴油(水泥车) | 0.07(0.03～0.08) | — | 0.21(0.10～0.25) |
| | 运输[11] | 柴油(材料和燃料) | 2.68(1.91～3.19) | — | 8.50(6.07～10.13) |
| 间接 GHG | 固定井壁 | 套管 | — | 221.52(198.26～262.87) | 719.80(644.24～854.16) |
| | | G 级水泥 | — | 27.69(24.71～33.01) | 152.62(136.15～181.91) |
| | 固井阶段 | 柴油(含配制油基钻井液的柴油量) | — | 1.32(0.93～1.57) | 4.55(3.22～5.43) |
| 总计 | — | — | — | — | 885.67(789.78～1 051.88) |

### 2.3 水力压裂阶段

水力压裂是一项有广泛应用前景的油气井增产措施，作业的压裂装备由 12 台压裂车、两台混砂车、1 台仪表车和两台管汇车组成（压裂装备功率见杨国圣等[2]、Wang 等[8]研究）。每台压裂机组为 2 206 kW 柴油动力机，柴油动力机组额定油耗为 209 g/(kW·h)。水平段压裂改造段数为 18 段（13～26 段），单段用时 3 h[16]。压裂液组分中 98%以上为水和支撑剂（石英砂，购买距离 34 km），支撑剂用量为 946.14 t（515.6～1 344.2 t）[21]，压裂用水由附近水厂供给，采用供水管道输送[17]，因此，仅考虑支撑剂的 GHG 排放量。

涪陵页岩气井水力压裂阶段 GHG 排放情况见表 4，总排放量约为 1 064 $tCO_2e$（764～1 537 $tCO_2e$）。

表 4 涪陵页岩气井水力压裂阶段 GHG 排放量

| 类别 | 水力压裂阶段 | 材料设备 | 用量/t | 费用/万元 | GHG 排放量/$tCO_2e$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 直接 GHG | 压裂装备 | 柴油 | 215.15(155.38～310.77) | — | 682.55(492.96～985.91) |
| | 运输[11] | 柴油(材料和燃料) | 1.78(0.97～2.53) | — | 5.66(3.09～8.04) |
| 间接 GHG | 压裂液 | 支撑剂(石英砂) | — | 2.97(1.62～4.23) | 16.39(8.93～23.29) |
| | 压裂阶段 | 柴油 | — | 103.93(74.91～150.11) | 359.54(259.15～519.27) |
| 总计 | — | — | — | — | 1 064.14(764.13～1 536.51) |

### 2.4 放喷测试求产阶段

压裂后产生的返排液中存在 $CH_4$ 逸散，$CH_4$ 的逸散速率为 14.549 g/($m^3$·h)[15]。假设返排液在 72 h 内进行回收利用[13]。涪陵页岩气单井压裂液用量为 30 409 $m^3$（22 466～46 141 $m^3$）[21]，由于涪陵焦石坝页岩储存物性参数的特殊性，导致大量压裂液无法返排至地面[22]，已压裂完的井压裂液返排率在 4%左右，平均返排液量为 1 216 $m^3$（899～1 846 $m^3$）。$CH_4$ 逸散排放量为 1.27 t（0.94～1.93 t）。

测试求产过程单个油嘴放喷 4～6 h，平均 5 h[12]；单井平均产量为 24.93×$10^4$ $m^3$/d[23]，$CH_4$ 含量为 97.22%～98.9%（平均 98.27%）[12]；放喷过程页岩气燃烧率为 98%，平均燃烧气体 259 673 $m^3$（207 738～311 608 $m^3$）。根据燃烧排放公式[10]，可得 GHG 排放量为 585.64 $tCO_2e$（463.51～707.27 $tCO_2e$）。

### 2.5 生产阶段

目前我国页岩气生产阶段 $CH_4$ 泄漏排放系数未公开。页岩气与常规天然气具有相似的化学组成，区别在于页岩气地质地层渗透率比常规天然气低约 6 个数量级[14]。在气井投产前，页岩气井比常规天然气井多了水平钻井和水力压裂作业。完井后，页岩气井处理流程与常规天然气井类似。因此，采用天然气的 $CH_4$ 泄漏率估算该阶段的 $CH_4$ 排放量。

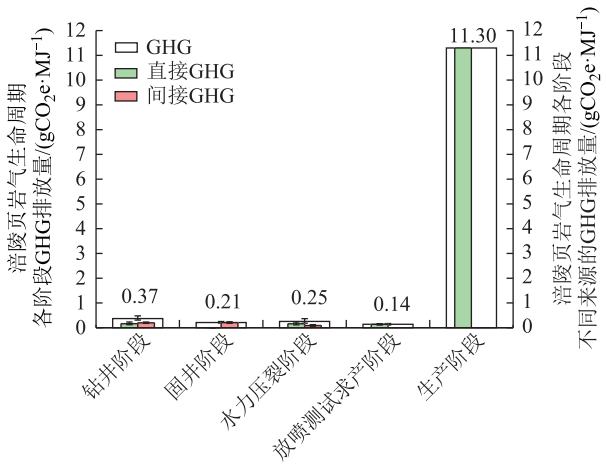
Chen 等[13]研究表明 $CH_4$ 泄漏率为 0.089%（蜀南气田监测的设施泄漏总量/蜀南气田该年份天然气总产量）。涪陵页岩气单井平均产能为 1.22×$10^8$ $m^3$[24]，故 $CH_4$ 泄漏造成的 GHG 排放量为 0.61 $gCO_2e$/MJ（低热值：35.544 MJ/$m^3$）。

生产阶段的燃料（页岩气）供能造成的 GHG 排放量为 10.69 $gCO_2e$/MJ（计算参考 Qin 等[14]研究）。

## 3 结果与讨论

### 3.1 各阶段 GHG 排放结果分析

涪陵页岩气生命周期 GHG 排放量为 12.27 $gCO_2e$/MJ（12.09～12.57 $gCO_2e$/MJ），各阶段 GHG 排放情况如图 2 所示。气井投产前过程（从钻井至放喷测试求产阶段）排放量为 0.97 $gCO_2e$/MJ，仅占生命周期 GHG 排放量的 8%。生产阶段排放量为 11.30 $gCO_2e$/MJ，占生命周期 GHG 排放量的 92%。




注：图中误差棒为估算值的上下限。

图 2 涪陵页岩气井各阶段 GHG 总排放量

钻井阶段和固井阶段以间接 GHG 排放为主，主要是柴油、套管和 G 级水泥的大量使用造成。水力

压裂阶段、放喷测试求产阶段和生产阶段以直接 GHG 排放为主,主要是柴油动力机、$CH_4$ 燃烧和 $CH_4$ 泄漏排放造成。

### 3.2 各投入要素 GHG 排放量分析

页岩气开发生命周期各投入要素造成的 GHG 排放量占比如图 3 所示。占比较大的要素依次是页岩气燃烧供能(87.096 2%)、$CH_4$ 泄漏(生产阶段)(4.930 4%)、柴油生产(2.344 4%)、套管生产(1.404 2%)、柴油发电机组(钻井设备)(1.368 1%)、柴油动力机(压裂车)(1.331 6%)及放喷测试求产(1.142 5%)。这 7 个要素共占总 GHG 排放量的 99.617 4%,是涪陵页岩气开发 GHG 减排的重中之重,可通过页岩气开发技术改革达到减排的目标。如涪陵页岩气钻井现场将逐步实施"试-采一体化"工艺技术,提高页岩气回收利用率[25],来自放喷测试求产的 $CH_4$ 燃烧量将会大幅降低;在有条件的井场采用电网替代柴油发电机可减少直接 GHG 排放量;政府相关部门督促供应链实行绿色生产,出台相应政策鼓励绿色生产。

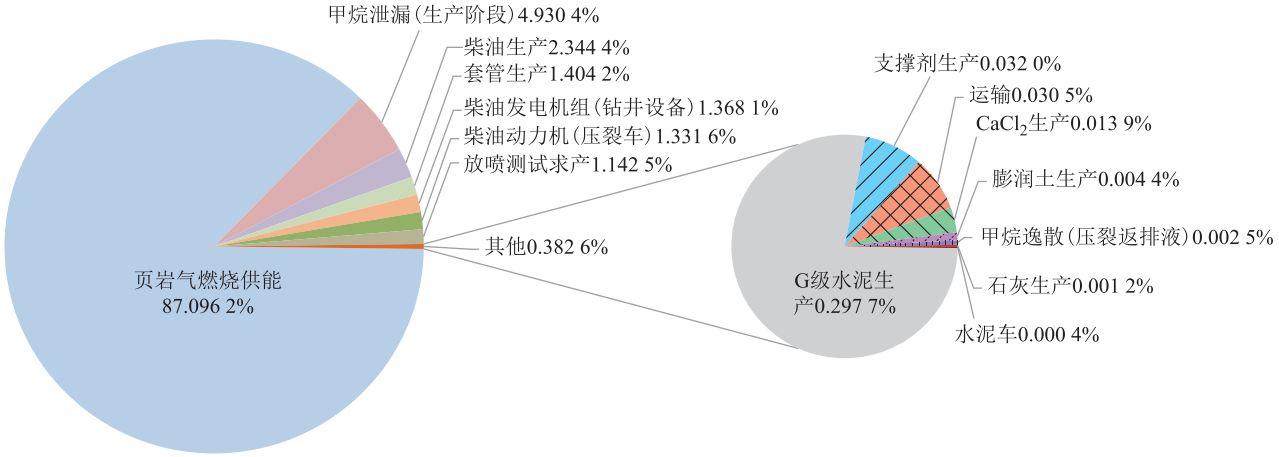



图 3　涪陵页岩气井各投入要素 GHG 排放量占比

### 3.3 对比研究

#### 3.3.1 涪陵与四川页岩气生命周期 GHG 排放对比

涪陵页岩气储层具有硅质含量高、黏土含量低、页岩缝发育、水平渗透率高等优势特征;而四川长宁-威远页岩储层具有碳酸盐矿物含量高、黏土含量较高的特点,这些储层的差异造成了两地在钻井、压裂改造作业和压裂液返排率等方面的不同[26]。因此,两地页岩气开发 GHG 排放差异主要存在于气井投产前过程,对比情况见表 5。

1)直接 GHG。在钻井阶段,四川页岩气 GHG 排放模型[10]中原料运输距离较涪陵远、钻探设备柴油发电机组耗油量较高,故柴油燃烧 GHG 排放量较高。在放喷测试求产阶段,四川地区压裂液返排率高达 70%～80%[10],而涪陵地区压裂液返排率仅为 4%左右,$CH_4$ 逸散造成的排放差异显著。此外,涪陵地区测试产能较高,且测试求产时间较长,放喷燃烧排放的 GHG 量较高。

2)间接 GHG。①本模型采用 2015 年的 IO 表,四川页岩气 GHG 估算模型[10]采用 2012 年的 IO 表,造成估算结果差异较大;②涪陵地区柴油的间接排放包含作为燃料使用和作为油基钻井液中基油使用造成的排放,而四川不考虑柴油配制油基钻井液;③套管使用量差异主要是由两个模型中的套管尺寸差异

表 5　重庆与四川页岩气井投产前过程 GHG 排放量对比

| 气井投产前过程 | 排放来源 | | 四川 | | 重庆 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 消耗量/t | GHG 排放量/$tCO_2e$ | 消耗量/t | GHG 排放量/$tCO_2e$ |
| 直接 GHG | 钻井阶段 | 运输 | 65 | 207 | 0.46 | 1 |
| | | 柴油发电机组 | 364 | 1 154 | 221 | 701 |
| | 固井阶段 | 运输 | 6 | 20 | 3 | 8 |
| | | 水泥车 | 0.07 | 0.23 | 0.07 | 0.21 |
| | 水力压裂阶段 | 运输 | 3 | 11 | 2 | 6 |
| | | 柴油动力机 | 253 | 802 | 215 | 683 |
| | 放喷测试求产阶段 | 甲烷逸散 | — | 143 | — | 1 |
| | | 放喷燃烧 | — | 98 | — | 586 |
| 间接 GHG | 石灰 | | 12 | 0.44 | 11 | 1 |
| | $CaCl_2$ | | 7 | 2 | 22 | 7 |
| | 膨润土 | | 27 | 5 | 7 | 3 |
| | 套管 | | 491 | 1 244 | 393 | 720 |
| | 固井水泥 | | 476 | 146 | 322 | 153 |
| | 支撑剂 | | 234 | 3 | 946 | 16 |
| | 柴油 | | 692 | 3 152 | 725 | 1 202 |
| | 5# 工业白油 | | 301 | 1 761 | — | — |

造成；④涪陵地区压裂液返排率低，需要更多支撑剂用于配制压裂液。

通过两地 GHG 排放结果对比发现，页岩气储层、开发技术差异以及不同年份的 IO 表均会导致 GHG 排放量的变动。故可通过不断扩大地域范畴的页岩气开发 GHG 研究，以及不断完善页岩气开发 GHG 排放模型来全面评估页岩气开发带来的环境效应。

3.3.2 国内外页岩气生命周期 GHG 排放对比

Weber 等[27]将美国页岩气开发生命周期 GHG 研究进行蒙特卡罗分析，结果显示美国页岩气井投产前过程 GHG 排放量为 1.90 $gCO_2e/MJ$，生产阶段 GHG 排放量为 10.5 $gCO_2e/MJ$。涪陵页岩气井投产前过程 GHG 排放量为 0.98 $gCO_2e/MJ$，生产阶段 GHG 排放量为 11.30 $gCO_2e/MJ$。涪陵页岩气生命周期 GHG 排放量较美国低，主要原因为：①本文中涪陵页岩气生产阶段引用的蜀南气田现场监测的 $CH_4$ 泄漏率较低；②涪陵页岩气单井产能较高，分摊至单位兆焦的 GHG 排放量低于美国；③我国在放喷测试求产阶段采用了绿色完井技术[15]，不存在 $CH_4$ 放空排放。

虽然对比结果涪陵页岩气生命周期 GHG 排放量较美国低，但国内缺乏页岩气 $CH_4$ 泄漏检测数据，很难评估国内外页岩气开发生命周期 GHG 排放差异。因此，国内应大量开展生产现场 $CH_4$ 泄漏全面检测的研究工作。

### 3.4 敏感性分析

在涪陵页岩气开发生命周期中，有许多因素影响 GHG 排放量。对因素均值增加和减少 10% 进行敏感性分析，结果如图 4 所示，单井产能影响最大，$CH_4$ 泄漏率次之，投入原料的生产成本影响也较大，相比之下，其他不确定因素影响较小。

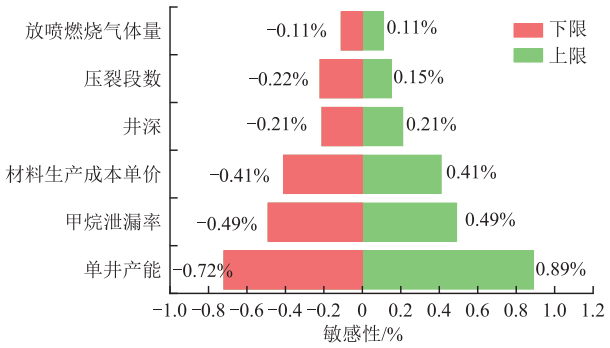



图 4 涪陵页岩气生命周期 GHG 排放量影响因素敏感性

## 4 结 论

本文基于混合生命周期方法，对涪陵页岩气开发生命周期 GHG 排放进行估算，得出以下结论。

1）涪陵页岩气生命周期 GHG 排放量为 12.27 $gCO_2e/MJ$，主要源于生产阶段的页岩气燃烧供能造成的排放。

2）页岩气生命周期中 GHG 减排重点因素分别是页岩气燃烧供能、$CH_4$ 泄漏（生产阶段）和柴油生产。

3）通过与四川和美国页岩气生命周期 GHG 排放结果对比发现，页岩气储层所处地域不同，GHG 排放量存在较大差异，扩大地域范畴的页岩气开发 GHG 研究非常必要。

4）通过敏感性分析可知，单井产能对 GHG 排放量影响最大，$CH_4$ 泄漏率次之。

## 参 考 文 献

[1] 张立.多元投资勘查局面已经形成——带你了解我国页岩气资源情况[EB/OL].(2015-10-20)[2020-03-25].http://www.mnr.gov.cn/dt/kc/201510/t20151020_2320678.html.

[2] 杨国圣，张玉清.涪陵页岩气工程技术实践与认识[M].北京：中国石化出版社，2015：439.

[3] 央广网.2020 年我国页岩气产量增长超过 3 成成为天然气增产主力军[EB/OL].(2021-02-09)[2021-02-22].http://finance.cnr.cn/txcj/20210209/t20210209_525412040.shtml.

[4] 孙海芳，王长宁，刘伟，等.长宁—威远页岩气清洁生产实践与认识[J].天然气工业，2017，37(1)：105-111.

[5] 王长波，张力小，庞明月.生命周期评价方法研究综述——兼论混合生命周期评价的发展与应用[J].自然资源学报，2015，30(7)：1232-1242.

[6] 孔朝阳，董秀成，蒋庆哲，等.我国页岩气开发的能源投入回报研究——以涪陵页岩气为例[J].生态经济，2018(11)：153-158.

[7] IPCC, STOCHER T, QIN D W, et al. The physical science basis. Contribution of working group I to the Fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2013: 711-714.

[8] WANG J L, LIU M M, MCLELLAN B C, et al. Environmental impacts of shale gas development in China: A hybrid life cycle analysis[J]. Resources, conservation and recycling, 2017, 120: 38-45.

[9] 国家统计局.中国统计年鉴-2019[M/OL].(2019-09-24)[2020-03-25].http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2019/indexch.htm.

[10] LI X, MAO H M, MA Y S, et al. Life cycle greenhouse gas emissions of China shale gas[J]. Resources, conservation and recycling, 2020, 152: 104518.

[11] CHANG Y, HUANG R Z, RIES R J, et al. Shale-to-well energy use and air pollutant emissions of shale gas production in China[J]. Applied energy, 2014, 125(jul. 15): 147-157.

[12] 王志刚,孙健.涪陵页岩气田实验井组开发实践与认识[M].北京:中国石化出版社,2014:300.

[13] CHEN G J, YANG S, LV C F, et al. An improved method for estimating GHG emissions from onshore oil and gas exploration and development in China[J]. Science of the total environment, 2017, 574:707-715.

[14] QIN Y, EDWARDS R W J, TONG F, et al. Can switching from coal to shale gas bring net carbon reductions to China[J]. Environmental science & technology, 2017, 51(5):2554.

[15] XUE M, FAN J X, WENG Y B, et al. The potential of greenhouse gas emission during flowback process in Weiyuan shale production site, China[C]//International petroleum technology conference. 2019.

[16] 中煤科工集团重庆设计研究院有限公司.涪陵页岩气田平桥南区 200 平台钻井工程环境影响报告书[EB/OL].(2017-02-12)[2020-03-25]. http://www.doc88.com/p-0909694596696.html.

[17] 中煤科工集团重庆设计研究院有限公司.焦页 108#平台钻井工程环境影响报告书[EB/OL].(2016-11-15)[2020-03-25]. http://www.doc88.com/p-1106930474438.html.

[18] 中煤科工集团重庆设计研究院有限公司.焦页 145-2HF 井钻探工程环境影响报告表[EB/OL].(2019-09-26)[2020-03-25]. https://jz.docin.com/p-1733807377.html.

[19] 陶现林,徐泓,张莲,等.涪陵页岩气水平井钻井提速技术[J].天然气技术与经济,2017,11(2):31-35.

[20] 孙举,李晓岚,刘明华,等.涪陵页岩气水平井油基钻井液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(7):14-18.

[21] 王志刚.涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J].石油与天然气地质,2014,35(3):425-430.

[22] 刘雨婷.滑溜水对页岩储层润湿性、膨胀性影响实验研究[D].重庆:重庆科技学院,2017:1.

[23] 郭旭升.四川盆地涪陵平桥页岩气田五峰组——龙马溪组页岩气富集主控因素[J].天然气地球科学,2019,30(1):1-10.

[24] 汤亚颀.涪陵页岩气田可采储量评价方法优选[J].江汉石油科技,2019,29(4):23-34.

[25] 习传学,王辉,周伯均,等.涪陵页岩气绿色开发技术研究与应用[Z/OL].(2017-09-07)[2020-03-25]. http://www.cqkjw.org/zx/868.html.

[26] 张全林,邓虎成,熊亮,等.四川盆地龙马溪组页岩储层特征差异性探讨——以威远与涪陵地区为例[J].长江大学学报(自科版),2016,13(17):1-7.

[27] WEBER C L, CLAVIN C. Life cycle carbon footprint of shale gas: Review of evidence and implications[J]. Environmental science & technology, 2012, 46(11):5688-5695.

(收稿日期　2021-02-23)

(编辑　郎延红)

## 广 告 索 引

"环境监测·环境评价"主题征文活动通知　封　二

"石油与环保"摄影作品征集　封　三

投稿要求　封　底