

油气增储稳产 能源“粮仓”更殷实

——访中国石油勘探开发研究院执行董事、院长窦立荣

■本报记者 梁沛然



窦立荣

国家能源局近期发布的2022年能源工作成绩单显示，我国全力推动油气增储上产成效显著，原油产量时隔六年重回2亿吨以上，天然气产量连续六年超百亿立方米增长。“捷报”“创新高”“产量逆势增长”成为国内油气勘探开发成果的代名词。

当前，陆上油气持续稳产增产、海洋油气勘探开发向深水迈进、非常规油气成果多点开花，油气增储上产迈上新台阶。中国油气“粮仓”不断殷实的关键是什么？国内油气公司又手握哪些“密钥”推动了增储上产？未来油气勘探开发的机遇和挑战是什么？

中国石油勘探开发研究院执行董事、院长窦立荣日前接受本报专访时，围绕上述问题一一进行了解答。

去年原油产量重回2亿吨

中国能源报：2022年，我国油气产量稳中有升，您认为原油产量重回2亿吨的关键是什么？

窦立荣：2022年我国原油产量重回到2亿吨，关键在于三个方面。

一是国内油气行业认真贯彻落实习近平总书记系列重要指示批示精神，将油气供给保障作为一个重大战略问题来认识和把握，将油气安全放在能源安全最重要、最核心的位置去落实。国家发展改革委、自然资源部、国家能源局等相关部委与主要油气企业真抓实干，坚定不移推动大力提升油田勘探开发力度“七年行动计划”有力执行。

二是油气企业逆势加大投资力度，推进各项措施真落地。2022年，上游投资估计超过3600亿元，较2018年增幅30%以上，在全球上游投资大幅下降的形势下，逆势上扬，为油气增储上产打下坚实基础。

三是科技创新持续发力，推动增储上产见实效。近年来，我国深水、深层、非常规勘探开发技术不断迭代升级，有力支撑了海洋、陆上深层以及页岩油气上产，老油田提高采收率技术加速配套完善，有效支撑了东部地区大庆、胜利等主力老油田产量稳定。

中国能源报：全球油气勘探投资连续两年处于低位，2021年投资额为313亿美元，较2013年的最高点下降了约七成。在此背景下，我国油气增储上产获得持续突破实属不易。中国石油在油气增储上产中做了哪些工作？攻克了哪些困难？技术有哪些突破？

窦立荣：我们在国内油气勘探开发业务保持了较高投资强度，2019—2022年，完成投资占集团公司同期投资的57%，较上一个四年（2015—2018年）增长了23.3%。同时，科学组织生产运行，强化油气上产。原油产量持续保持1亿吨以上，比2018年实现增产430万吨，天然气继续保持加快上产态势，比2018年增产360亿立方米。2022年油气产量当量达到22110万吨，创历史新高。

我们在油气增储上产中主要克服了三个方面的困难：一是低价对生产经营带

来的巨大冲击；二是新冠疫情对油气生产组织的影响；三是油气资源劣质化、油田老龄化对油气效益勘探开发的影响。

因此，在具体工作中重点突出创新驱动，积极打造陆上油气勘探开发原创技术策源地，有效支撑油气增储上产。针对当前面临“深、非、低、老”勘探开发对象，以生产业务需求为导向，加强核心技术攻关，在复杂储层精细刻画技术、页岩油气甜点预测技术、地质工程一体化、水平井+多级压裂技术、复杂构造、深层超深层、页岩油气钻完井技术，以及化学驱提质增效技术等方面都取得了重要进展，科技支撑能力显著增强。

老油田挖潜稳产新项目力争上产

中国能源报：从近年全国油气产量构成看，老油田挖潜稳产是保证国内油气产量红线的“压舱石”，但老油田开采难度越来越大，挖潜稳产的关键是什么？未来如何维持产量稳定增长？

窦立荣：经过多年的开采，我国目前70%的剩余可采储量分布在含水率超过70%的已开发老油田，支撑着当前70%的产量。老油田挖潜稳产对于保证国内油气产量具有“压舱石”和“稳定器”的作用。

老油田挖潜稳产的关键在于两个方面：一是降低递减率。要强化稳油控水的系统配套能力建设，通过强化井况治理、完善注采系统、细分开发层系，通过地下认识、井筒可控和注入系统及动态调控整体配套，实现老油田长期稳油控水。二是大幅度提高采收率。从采收率情况来看，除大庆油田在46%以外，其他主力油田采收率普遍在22%—29%，仍有大量石油资源未采出，采收率还有进一步提高空间。

我国油田开发实践证明，老油田通过二次开发+三次采油的开发模式，采收率还有10个百分点以上的提升空间。通过大力实施“控递减”和“提高采收率”两大工程，努力减缓老油田递减并最大限度实现稳产。

中国能源报：老油田与新项目、新领域该如何两手抓、两手都要硬？

窦立荣：老油田与新项目、新领域是确保油气稳产上产两个主要方向，两者相辅相成，要两手抓、两手都要硬。因此，我们要在老油田用新办法，新领域借鉴老思路。一方面抓老油气田稳产工作。要充分

利用好老油气田剩余储量深度挖潜，持续完善基础开发能力配套建设，大力实施精细挖潜，创新发展高效化学驱、气驱等大幅提高采收率技术，最大限度地发挥老油气田储量吃干榨尽，发挥好老油气田“压舱石”作用。

另一方面，抓新项目、新领域促上产工作。要强化陆海新领域新层系优质规模储量勘探，为油气发展夯实资源基础。同时，要加快推进新项目投产，有效弥补老油气田产量递减并力争实现增产。要强化效益开发理念，转变开发建产模式，在实现产量增长的同时，确保新项目对效益的正向拉动作用。

锚定陆上深层、非常规和海洋三大领域

中国能源报：随着全球油气勘探进一步深入，勘探领域出现重大改变，资源品位劣质化明显，高品质浅层油气资源越来越少。未来国内油气增储上产新方向是什么？

窦立荣：未来国内油气增储上产方向主要是陆上深层、非常规和海洋三个方向。一是陆上深层领域。我国深层—超深层油气地质资源量分别为266亿吨和50万亿立方米，分别占全国资源总量的21%和55%，深层—超深层油气探明程度低，分别为13%和10%，勘探潜力大。我国近20年新发现海相大油气田几乎全部位于盆地深层—超深层，已成为油气探明储量增长主体。

二是非常规油气领域。我国页岩油地质资源量为283亿吨，总体探明率不足5%，剩余资源丰富，是未来石油稳产上产的战略接替领域。我国页岩气地质资源量为105.7万亿立方米，剩余资源量为103万亿立方米，是今后一段时期重点勘探领域。

三是海洋领域。我国近海石油资源量

发技术与装备能力不足、效益建产难度大等挑战。

在深层领域，应突出中西部重点盆地，加强基础地质研究，加大风险勘探投入力度，争取更多规模储量发现，同时要加快深层地球物理、钻井完井、采油工艺等核心技术研究与关键装备攻关研究，实现深层油气高效勘探开发。

在海洋领域，应立足深海关键技术突破，强化核心技术与装备自立自强，加大对存在用海问题项目协调力度，加快渤海海域和南海北部勘探开发，积极准备南海新区，推动海洋油气产量持续快速增长。

在非常规领域，应立足鄂尔多斯、准噶尔、松辽以及渤海湾盆地中高成熟度页岩油规模效益开发，加快中低熟页岩油原位转化现场先导试验，力争产业化发展。页岩气立足四川盆地，做好3500米以浅资源稳产和提高采收率研究，加快3500米以深页岩气勘探开发步伐。通过大力发展水平井+体积压裂等关键技术，加快体制机制创新以及加大政策支持力度，持续推动页岩油气开发成本不断下降、产量持续提升。

“十四五”勘探开发迈上新台阶

中国能源报：2022年，我国油气勘探开发不断有新突破和新发现，能否表明我们已进入油气大发现时期？“十四五”期间是否有望发现新的大油田？

窦立荣：我们从3000米以浅到4000米以深到5000米、8000米以深不断突破，新的领域和方向有突破会带来新的储量增长，但勘探开发具有一定的周期性，是一个久久为功的事业，需要培育的过程。

当前，我国油气勘探围绕深层—超深层、大面积岩性、成熟探区、非常规、海洋等



中石油塔里木油田直面世界级勘探开发难题，加大地质理论攻关和工程技术创新，不断突破油气勘探开发8000米“深度极限”，成为我国三大主力气区之一。

为246亿吨，天然气资源量为21万亿立方米，石油探明率仅26%，天然气探明率不足10%，近海油气资源探明程度总体较低，剩余油气资源潜力大。

中国能源报：在勘探开发领域不断转向海洋、深层深水、非常规后，我们面临怎样的机遇和挑战？各领域应该如何去做？

窦立荣：在勘探开发领域不断向深层、海洋和非常规领域迈进后，在规模储量发现上将具备更大可能性，但也面临勘探开

领域，不断创新发展油气成藏地质理论、攻关勘探关键技术，取得了一系列重大突破，保持油气储量持续高速增长，形成了“油气并举”“常非并进”的战略新格局。

2019年以来，国内原油年度新增探明储量保持在10亿吨以上，天然气年度新增探明储量保持在1万亿立方米以上，勘探上不断有新突破和新发现。我国剩余油气资源较丰富，截至2021年底，全国油气剩余资源量分别为1055亿吨和228万亿

观点

■汝会通 黄哲

近年来，随着风电光伏等大规模发展，叠加“双碳”转型的要求，可再生能源越来越多地接入电网，电力系统面临着越来越大的消纳压力，如何维护电力系统的安全可靠运行，成为需要解决的挑战。在这一过程中，储能的发展被寄予厚望。储能可以平滑新能源的随机性、波动性和间歇性，同时能够提升新能源消纳量、降低发电计划偏差、提升电网安全运行稳定性，正得到业内的高度关注。

2021年12月，国家能源局印发新版《电力辅助服务管理办法》，确认了储能独立主体的身份。随后，出台了一系列文件支持独立储能的运营发展。独立储能电站一般是指以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议的项目。与之相对的是依托新能源发电项目配套建设的储能项目，能够实现自发电充电。

随着储能市场的逐步发展，储能项目的盈利模式受到广泛关注。

一、独立储能项目盈利模式

以山东省为例，目前独立储能电站收入主要来自三个方面：现货市场电能交易收入、容量市场补偿收入、容量租赁市场租金收入。

（一）现货市场电能交易收入

《山东省电力现货市场交易规则（试行）》规定：满足电网接入技术要求的独立储能设施以自调度模式参与电能市场。参与电能市场时，储能设施主体在竞价日通过山东电力交易平台申报运行日自调度曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下优先出清，并接受现货市场价格。同时国家发改委、国家能源局下发《关于进一步推动新型储能参与现货市场和调度运用的通知》（发改办运行[2022]475

现货市场下储能项目盈利模式待突破

号）指出：独立储能电站向电网送电的，其相应电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

（二）容量市场补偿收入

《关于2022年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知》指出：储能电站日发电可用容量=（储能电站核定充电容量/2）×K/24，K为储能电站日可用等效小时数，初期电化学储能电站日可用等效小时数暂定为2小时。山东省为鼓励独立储能示范项目发展，《山东省人民政府关于印发2022年“稳中求进”高质量发展政策清单（第四批）的通知》规定：暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿的2倍标准执行。

（三）容量租赁市场租金收入

《山东省风电、光伏发电项目并网保障实施办法（试行）》（征求意见稿）指出：优先支持建设使用大型共享储能电站的项目，其次支持建设储能的项目，再次支持租赁储能的项目。

受政策影响，山东省2022年第三季度前无新增陆上风电、光伏项目，储能租赁市场尚不够活跃。但随着山东省陆上风电和光伏项目的逐步放开，新增集中式新能源项目必然会带动储能电站租赁市场趋热，预计租赁价格在330元/年·kW左右。

二、配套储能

目前我国多地明确要求新能源配建储能使用。2021年以来，宁夏、辽宁、安徽、福建、内蒙古等地陆续在新能源上网等相关文件中提出了对储能技术、配套等具体要求。配建储能要求范围涵盖25个省份，各

地结合当地实际情况，对配置比例和时间进行规范。

2021年山东省印发《关于开展储能示范应用的实施意见》，提出新增集中式风电、光伏发电项目，原则上按照不低于10%比例配建或租赁储能设施，连续充电时间不低于2小时。2022年《山东省风电、光伏发电项目并网保障指导意见（试行）》提出2023年底前并网的陆上风电项目、2025年底前并网的漂浮式海上光伏项目免于配建或租赁储能设施，其他海上风电、海上光伏项目由项目开发企业按承诺配置储能设施，全力保障并网。竞配项目要求项目按照储能优先原则和竞争排序规则由系统自动排序。可见配套储能已经成为山东省未来新能源场站建设必不可少的部分。

（一）配套储能盈利模式

参与市场交易的新能源项目与配套建设储能作为一个市场主体参与市场结算。即充电与放电价格接受市场现货电价。

2022年9月16日前，配套储能接受调度指令进行充放电操作，9月16日之后，除电力供需不平衡时会提前一日通知做好调度准备，其余时间实现配套储能自调度。

（二）配套储能项目盈利模式存在的问题

1.依据《山东省电力现货市场交易规则（试行）》，目前山东省光伏场站结算时，日分时电量由电网企业抄录的日总电量、依据电力调度机构技术支持系统采集的发电出力曲线分解形成。其中当配套储能放电处于非光伏发电时刻，结算时会相应发电量移回光伏发电区间，无法享受晚高峰

高价发电带来的收益。尽管目前配套储能可以实现自调度模式，但由于结算机制问题，无法进行峰谷价差盈利。

2.当充电时段处于光伏非发电时间段，如夏季的低谷时间在凌晨，此时配套储能只能作为电力用户承担相应市场交易价格及附加价格（包括容量补偿电价、输配电价、政府性基金及附加），造成充电成本的增加。

3.配套储能目前的盈利方式只有充放电峰谷价差，没有任何其他补偿性收入。因充放电转换效率造成的损耗部分由电站自己负担，成为了减少收益的又一项原因。

为了更直观的展示配套储能盈利存在的问题，以某光伏电站（50MW）配建储能5MW为例。2022年1月至11月14日，共计充电电量159.134万kWh，其中作为用户购电电量5.061万kWh，使用光伏发电充电电量154.073万kWh。放电电量135.962万kWh，充放电转换效率85.44%。其中由于结算问题，无法实现峰谷价差盈利；充放电转换效率损耗部分造成的亏损为7.14万元；作为用户购电产生的费用为3.53万元，共计损失可达10.66万元。配建储能入不敷出影响着新建新能源场站的建设和储能市场的长远发展。

三、储能项目发展现状及建议

截至2022年10月，山东省风电、光伏装机容量60192.57MW；储能项目共计46座，总容量874.05MW，同比增长459.93%，储能容量占新能源装机比例为1.5%。其中新能源场站配套储能39座，容量361.45MW，占比41.35%；独立储能电站7

座，容量512.6MW，占比58.65%。独立储能后来者居上，占据山东省储能市场的半壁江山，对电网调峰、维护电网安全作出贡献。

新型储能已成为投资热点，市场对磷酸铁锂电池的需求会越来越大，锂离子电池项目建设成本居高不下，成本疏导困难；同时由于盈利模式不足以支撑储能项目覆盖成本，特别是配套储能项目，市场驱动力不足，影响储能项目未来的布局和发展。

（一）优化储能配置方式，合理储能布局。随着液流电池、钠离子电池、空气压缩储能、二氟化碳储能等新技术逐步在由试验走向应用，新型储能产业布局迎来重大机遇，应全局性考虑储能产业的发展，引导各种类型储能有序建设，理清产业链发展，切实发挥储能的作用，避免资源浪费。

（二）丰富完善储能盈利模式，利用市场推动储能持续发展。建立保障储能项目盈利的长效机制，推动储能盈利模式多元化，完善电能市场、容量市场、辅助服务市场等市场的参与规则及价格形成机制，通过价格信号引导储能市场良性发展。尽快解决光伏场站配套储能项目的结算问题，研究推动配套储能向独立储能转化的可行性，出台配套储能综合利用等实施细则支持配套储能盈利模式的多样化；研究配套建设储能与新能源项目作为一个市场主体，对新能源参与现货市场起到的调整与稳定作用。

（三）统筹规划配建储能，支持容量租赁市场发展。山东省目前将储能装机配额作为新能源发电项目并网条件，但对配建储能的容量比例和装机时长缺乏足够依据。科学规划、统筹配置储能的规模和装机规模，出台配套储能后续建设政策，鼓励通过租赁独立储能容量形式进一步支持和完善容量租赁市场。

（作者均供职于中国三峡新能源（集团）股份有限公司山东分公司）

中国能源报：如何立足国内的同时，加强对外合作，向海外要产量？

窦立荣：国际石油公司持续提高油气资产集中度，强化核心资产与核心区域，加快非核心、高碳资产剥离，促进低碳化可持续发展。我们应结合全球油气资源分布特点，强化油气资产集中度，努力培育和巩固保供核心产区，建议我国石油公司加强核心产区与区域集中化发展，建设巩固5—8个保供核心产区。

同时，致力于“一带一路”沿线新项目开发，多途径获取大型勘探开发项目。加大资产合资合作力度，形成“有进有出”油气资产投资组合。加大油气资产的运作力度，动态优化境外油气资产组合，提升投资回报水平。

此外，还可以通过内部合作、国际合作和新能源合作，加强能源公司之间合作力度，实现合作双赢和能源转型发展。通过传统化石能源与风、光、电等项目的融合发展，可降低生产过程中碳排放和碳税回收风险。