

引用: 王国亭, 贾爱林, 孟德伟, 等. 苏里格气田苏南国际合作区开发效果、关键技术及重要启示 [J]. 中国石油勘探, 2023, 28(2): 44-56.
Wang Guoting, Jia Ailin, Meng Dewei, et al. Development effect, key technology and important enlightenment in Sunan international cooperation zone in Sulige Gasfield [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(2): 44-56.

苏里格气田苏南国际合作区开发效果、 关键技术及重要启示

王国亭 贾爱林 孟德伟 韩江晨 邵辉 冀光

(中国石油勘探开发研究院)

摘要: 苏里格气田勘探发现以后效益开发面临极大挑战, 为吸收借鉴国际先进的开发技术和管理经验实现开发突破, 确立了与法国道达尔公司共同开发、中方担任作业者的国际合作开发模式。10余年的合作开发实践表明, 在相同的储层地质条件下国际合作区单井开发指标明显高于自主开发区, 系统梳理关键开发技术并进行系统总结对提升自主开发区开发效果具有重要意义。与自主开发区追求规模效益与低成本控制的开发理念不同, 国际合作区以经济效益、正现金流策略为目标, 以风险控制为核心。经过多年集中攻关与实践检验, 形成了三维地震—地质融合储层评价、网格分区棋盘式标准化井网部署、批量实施工厂化钻完井作业、TAP Lite 分层压裂储层改造、适度放压间歇生产气井管理、速度管柱主导的措施增产6项关键核心技术开发技术, 通过与自主开发区技术对比, 落实了5项可供借鉴的特色开发技术, 并总结了3条重要启示: (1) 持续深化地质研究支撑高质量部署; (2) 加强顶层优化设计支撑科学有序实施; (3) 强化全过程管理与质量控制助推开发效果提升。国际合作区关键核心开发技术与重要经验的吸收借鉴可对致密气新区开发效果的提升提供有力支撑。

关键词: 苏里格气田; 国际合作区; 开发效果; 关键技术; 重要启示

中图分类号: TE122.14 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2023.02.005

Development effect, key technology and important enlightenment in Sunan international cooperation zone in Sulige Gasfield

Wang Guoting, Jia Ailin, Meng Dewei, Han Jiangchen, Shao Hui, Ji Guang

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development)

Abstract: The benefit development of Sulige Gasfield faced great challenges after its discovery. In order to learn from international advanced technologies and management thoughts, an international cooperative development mode has been established between Total and PetroChina (operator) to achieve development breakthroughs. More than 10 years' international cooperative practice shows that, the production performance of a single well in international cooperation zone is significantly better than that in self-operated development zone given the same reservoir geological conditions. Therefore, it is of great significance to systematically summarize the development technologies to improve the development effect in self-operated development zones. Different from the development concept of pursuing large-scale benefits and cost control in self-operated development zones, the economic benefits and positive cash flow are targeted and risk control is centered in international cooperation zone. In addition, six main development technologies have been formed by research and practical tests for several

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司“十四五”重大科技专项“致密气勘探开发技术研究”(2021DJ2106), “复杂天然气田开发关键技术研究”(2021DJ1704)。

第一作者简介: 王国亭(1982-), 男, 河北沧州人, 博士, 2013年毕业于中国石油勘探开发研究院, 高级工程师, 现主要从事低渗、致密气藏开发相关研究工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 邮政编码: 100083。E-mail: wgting@petrochina.com.cn

收稿日期: 2022-10-28; 修改日期: 2023-02-13

years, including 3D seismic-geological fusion reservoir evaluation, grid partition and checkerboard cluster well pattern deployment, well factory drilling and completion operation, TAP Lite layered fracturing reservoir reconstruction, moderate pressure relief and intermittent gas production well management, and speed string measures for production increase. By comparing development technologies applied in self-operated zones, five key development technologies are determined to be referred and three important enlightenments are concluded: (1) Continuously deepen geological study to support high-quality deployment; (2) Strengthen the top-level optimization design to support scientific and orderly implementation; (3) Strengthen the whole process management and quality control to boost the development results. The absorption and reference of key development technologies and important experience in international cooperation zone provide strong support for the improvement of development effect in new tight gas zones.

Key words: Sulige Gasfield, international cooperation zone, development effect, key technology, important enlightenment

0 引言

苏里格气田是我国目前致密气资源量、储量及产量规模均最大的气田, 勘探面积约为 $5 \times 10^4 \text{ km}^2$, 资源量超 $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 探明(含基本探明)储量超 $4.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 2014 年至今平均产气量超过 $230 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 累计产气超 $2700 \times 10^8 \text{ m}^3$, 是我国致密气藏成功开发的典范^[1-2]。2000 年苏 6 井的压裂试气超过 $120 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 该井的试气高产标志着苏里格气田的重大勘探发现, 自此拉开了我国致密气藏开发的序幕。苏里格气田具有储层致密、气藏压力低、储量丰度低、气井产量低的特征, 实现效益开发面临技术、资金、管理等多方面挑战, 开发难度极大^[3-6]。为实现气田开发突破, 中国石油长庆油田公司(简称长庆油田公司)提出“合作开发苏里格气田”的方案, 形成了中国石油天然气集团有限公司(简称中国石油)内部 5 家企业与长庆油田公司共同开发的“5+1”风险合作模式, 为吸收、借鉴国外先进的开发技术和经营管理理念, 进一步促进苏里格气田开发, 确立了与法国道达尔公司共同开发的国际合作开发模式^[5-10]。

苏南国际合作区经过多年持续攻关探索, 形成了系列主体开发技术, 全面解决了开发建设从地面到地下、从钻井到采气、从投入到产出等系类开发难题, 累计产气超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。苏南国际合作开发项目已成为中国石油对外合作示范性工程, 并被道达尔公司评为全球优质项目之一, 是全球战略合作的旗舰项目。对比分析表明, 国际合作区关键开发指标明显优于自主开发区, 系统分析并借鉴其关键核心技术尤为重要。在国际合作开发模式分析的基础上, 本文系统分析评价了国际合作区的关键开发指标, 并与自主开发区进行深入对比, 梳理总结了国际合作区关键核心技术开发技术, 落实了值得借鉴的关键技术方法, 从而为苏里格气田自主开发区高效开发提供支撑, 也为国内同类气藏的开发提供借鉴。

1 国际合作区概况

1.1 国际合作开发模式

2006 年中国石油决定与法国道达尔公司合作开发苏南区块天然气资源, 双方分别出资 51% 和 49% 成立苏里格南作业分公司(简称苏南公司), 全面负责天然气合作开发项目的生产、经营及管理工作。苏南对外合作项目是中国石油陆上国际合作项目中首个由中国石油控股的项目, 在实践中形成了中方担任作业者的管理模式。中方担任项目作业者, 重点负责钻井、地面、外协、采办、财务、天然气生产、HSE 等方面工作, 道达尔公司具备资深的地质专家团队, 重点负责区域研究、井位部署、钻井监督、协助压裂等工作。通过发挥各自专长, 共同开发苏南区块, 促使双方管理及业务技能取得进步。在自主创新、集成创新和引进消化再创新的基础上, 经过多年持续攻关逐步形成了五大类 30 余项主体开发技术系列^[5-10], 践行了从简、从省、从优的高质量效益开发技术路线, 2013 年、2017 年、2020 年苏南国际合作区产量分别突破 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $20 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.2 国际合作区地质特征

国际合作区位于鄂尔多斯盆地苏里格气田中南部(图 1)。与苏里格气田主体区块相同, 国际合作区主力产层为二叠系下石盒子组盒 8 段及山西组山 1 段, 盒 8 段属辫状河沉积, 山 1 段属曲流河沉积。气藏埋深介于 3450~3730m, 地层温度约为 110℃, 压力约为 33.5MPa, 压裂系数为 0.87~0.95, 主力层段气层平均有效厚度为 11.59m, 孔隙度为 7.89%, 渗透率为 0.51mD, 含气饱和度为 60.33%, 储量丰度为 $1.42 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (表 1), 天然气组分中甲烷含量为 92.6%, 相对密度为 0.57, 属于典型无边底水定容弹性驱动、低孔致密岩性圈闭干气气藏。

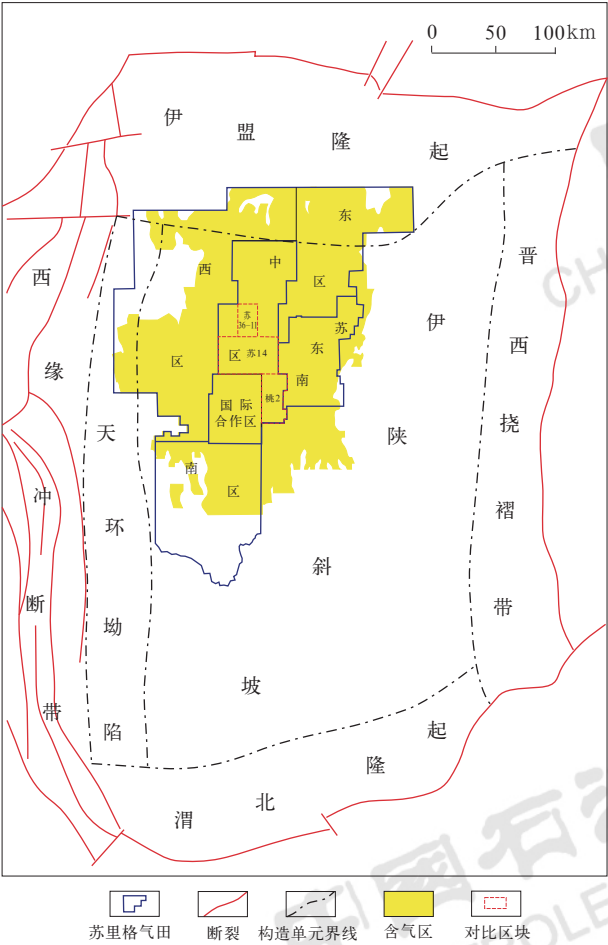


图 1 苏里格气田苏南国际合作区位置图

Fig.1 Location of Sunan international cooperation zone in Sulige Gasfield

苏里格气田不同区块有效储层发育特征差异明显,中区主砂带集中发育、叠置厚度大且连通性较好,苏东南次之,东区欠发育,西区储层受地层水影响严重,南区储层厚度薄且规模小^[11-13]。国际合作区位于苏里格气田中南部,储层特征与东区、西区及南区差异较大,与中区更为接近,因此选取气田中区与其相邻或相近的苏 14、桃 2、苏 36-11 区块进行对比(图 1)。分析结果表明,国际合作区有效储层厚度、孔隙度、渗透率、含气饱和度、储量丰度及有效砂体钻遇数等储层参数特征与上述自主开发区基本接近,具备进行开发指标与效果对比评价的地质基础(表 1)。

2 国际合作区开发效果

2.1 国际合作区关键开发指标

苏里格型致密砂岩气藏储层非均质性强,在目前主体开发井网下气井几乎互不连通,表现出“一井一藏、一井一动态”的特征。气田整体动态特征是由众多单井组合而成,因此单井开发指标评价尤为关键。为系统评价国际合作区气井产能,选择 492 口生产时间较长、动态资料较为丰富的气井开展投产前后 3 年平均日产量、投产前后 3 年平均累计产量、I+II 类气井比例、气井最终累计产气量(EUR)等多个指标分析。评价结果表明,国际合作区投产前后 3 年气井平均日产量为 $1.6 \times 10^4 \text{m}^3$,投产前后 3 年气井平均累

表 1 苏里格气田国际合作区与典型自主开发区储层特征对比表

Table 1 Comparison of reservoir characteristics between international cooperation zone and typical self-operated development zone in Sulige Gasfield

分区		有效厚度 /m	孔隙度 /%	有效砂体 钻遇数 / 个	渗透率 /mD	含气饱和度 /%	储量丰度 / ($10^8 \text{m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$)
典型 自主 开发 区	苏 36-11	12.75	8.19	3.5	0.66	59.64	1.53
	苏 14	12.44	8.34	3.3	0.60	61.28	1.39
	桃 2	12.06	8.22	3.2	0.62	61.90	1.43
	平均	12.42	8.25	3.3	0.63	60.90	1.44
国际合作区		11.59	7.89	3.3	0.51	60.33	1.42

计产量为 $1730.0 \times 10^4 \text{m}^3$, I+II 类气井比例为 81.3%, 气井 EUR 为 $3480 \times 10^4 \text{m}^3$ (图 2、图 3、表 2), 2012 年至 2019 年 I+II 类气井比例基本保持稳定, 历年气井 EUR 呈现稳中有升的趋势。苏 14、桃 2、苏 36-11 等 3 个自主开发区前 3 年气井平均日产量为 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3$, 投产前后 3 年气井平均累计产量为

$1081.4 \times 10^4 \text{m}^3$, I+II 类气井比例为 68.8%, 气井 EUR 为 $2610 \times 10^4 \text{m}^3$ (图 2、图 3、表 2), 2007 年至 2019 年 I+II 类气井比例呈现逐渐降低的特征, 历年气井 EUR 也呈现逐渐降低的趋势。对比分析表明, 在基本接近的储层地质条件下国际合作区气井开发指标均明显优于自主开发区。

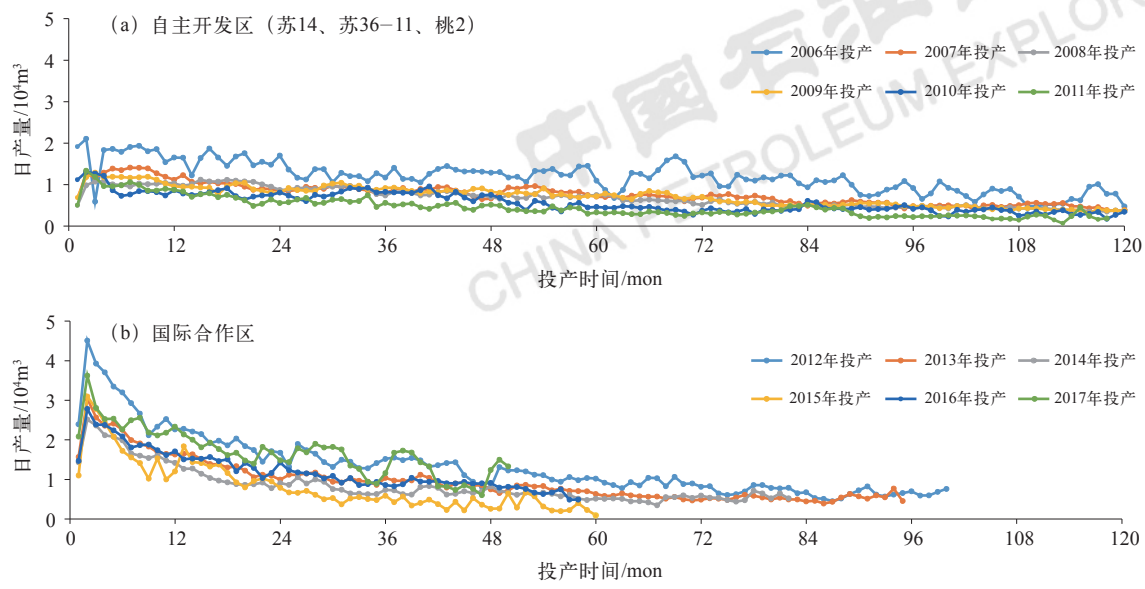


图 2 苏里格气田国际合作区与自主开发区分年投产气井日产量对比图

Fig.2 Comparison of daily gas rate of production wells over the years between international cooperation zone and self-operated development zone in Sulige Gasfield

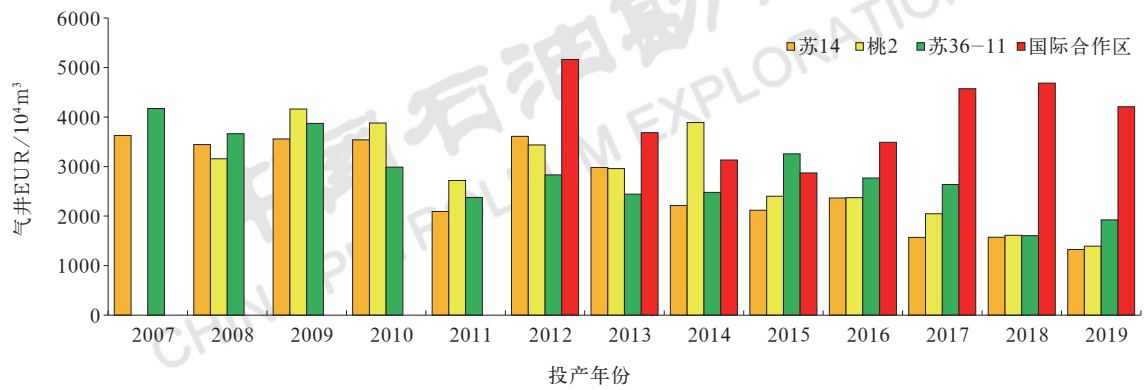


图 3 苏里格气田国际合作区与自主开发区历年投产气井 EUR 对比图

Fig.3 EUR comparison of production wells over the years between international cooperation zone and self-operated development zone in Sulige Gasfield

表 2 苏里格气田国际合作区与典型自主开发区气井指标对比表

Table 2 Comparison of gas well production index between international cooperation zone and typical self-operated development zone in Sulige Gasfield

区块		投产前后 3 年 气井平均日产量 /10 ⁴ m ³	投产前后 3 年 气井平均累计产量 /10 ⁴ m ³	I + II 类气井 比例 /%	气井 EUR/ 10 ⁴ m ³
自主 开发区	苏 36-11	1.0	1052.8	71.0	2862
	苏 14	0.8	940.8	64.8	2437
	桃 2	1.1	1250.7	70.7	2339
	合计 / 平均	1.0	1081.4	68.8	2610
国际合作区		1.6	1730.0	81.3	3480

需要指出的是，国际合作区与自主开发区气井生产制度不同，国际合作区以适当放压生产为主，初期产量高、递减快，首年递减率为 35%~40%；而自主开发区以控压生产为主，初期产量相对偏低、递减相对缓慢，首年递减率为 25%~28%。因此依据初期日产量进行开发效果对比具有较大不足。对于苏里格型

致密砂岩气藏而言, 由于有效储层规模小且井间多不连通, 单井 EUR 是相对固定的, 不会随开发阶段的不同而发生改变, 可以作为气井效果对比的核心指标。此外, 国际合作区动态 I + II 类气井比例较高, 也在一定程度上助推了气井初期日产量和 EUR 的提高。

2.2 与自主开发区效果对比

苏里格气田自主开发区采用低成本开发技术对策, 苏 14、桃 2 及苏 36-11 区块单井含税综合投资(钻采 + 地面) 平均为 867 万元, 而国际合作区为 1360 万元, 国际合作区高出 493 万元。单井 EUR 方面, 自主开发区平均为 $2610 \times 10^4 \text{m}^3$, 而国际合作区为

$3480 \times 10^4 \text{m}^3$, 国际合作区高出 $870 \times 10^4 \text{m}^3$ 。单井最终产出方面, 按当前 1.119 元 / m^3 气价计算, 上述自主开发区单井最终产出平均为 2054 万元, 而国际合作区为 2534 万元, 国际合作区高出 480 万元(表 3)。对比分析表明, 国际合作区具有相对高投入、高产量、高产出特征, 而自主开发区具有低投入、中产量、中产出特征。判断气田开发效果应充分结合采出程度和经济效益, 既应当分析采收率, 又应当分析内部收益率。国际合作区受合同期限的影响不注重采收率指标, 因此在进行自主开发区和国际合作区成效对比时以开发效益为主。综合分析表明, 国际合作区中方内部收益率为 13.77%, 而自主开发区内部收益率为 11.16%。

表 3 国际合作区与典型自主开发区开发效果对比表

Table 3 Comparison of development results between international cooperation zone and typical self-operated development zone

区块	单井含税综合投资 / 万元	单井 EUR / 10^4m^3	单井总收入 / 万元	单井最终产出 / 万元
自主开发区	867	2610	2921	2054
国际合作区	1360	3480	3894	2534
指标差异	493	870	973	480

3 国际合作区关键开发技术

受开发理念与关键开发技术差异等因素综合影响, 国际合作区气井开发指标明显优于自主开发区。经过多年坚持不懈攻关探索, 国际合作区逐步形成涵盖地质评价、气藏工程、钻完井、采气工艺、地面集输等五大类 30 余项主体开发技术系列, 其中关键核心特色技术对气井开发效果提升有重要支撑作用^[5-10, 14-15]。本文以开发理念差异为着力点, 重点围绕储层评价、井网部署、钻完井作业、储层改造、气井生产管理及措施增产 6 项关键特色技术为核心开展系统对比。

3.1 开发理念与思路

国际石油公司在全球范围内进行油气投资, 全球油气投资面临地缘政治、金融环境、油气价格、法律政策、运营管理及开发技术等多种风险^[7, 10]。为有效防范投资风险, 在苏南国际合作区开发过程中以经济效益、正现金流策略为目标, 以风险控制为核心, 上述开发理念深入影响国际合作区关键开发技术实施与

产建节奏。例如, 为准确获取地质评价参数、彻底认清储层特征并降低井网部署风险, 苏南国际合作区加大开发评价投入、深入推广三维地震, 持续深入开展前期地质评价, 不刻意追求产量目标与建设节奏, 而以彻底认清地质规律为重点, 因此其产量目标和产能建设速度一直低于方案设计(图 4); 为有效保证现金流、加快投资回收, 国际合作区气井多采用放压、高产的生产制度; 为保证单井产能、避免井间产量干扰, 国际合作区采用相对稀疏、井距排距较大的开发井网。自主开发区以规模效益与低成本开发为主要理念, 以持续增产、服务国家天然气需求为目标, 相对注重气田或区块的产量规模、产建节奏快, 气井控压生产, 更注重气井生产的持续性与稳定性, 井型井网更灵活且更注重提高采收率。

3.2 关键核心特色开发技术

3.2.1 三维地震—地质融合储层评价技术

苏里格气田储层非均质性强、横向变化快^[16-26], 为有效落实砂岩富集区分布, 国际合作区进行全区三维地震采集、处理与解释, 开展三维地震河流相储层

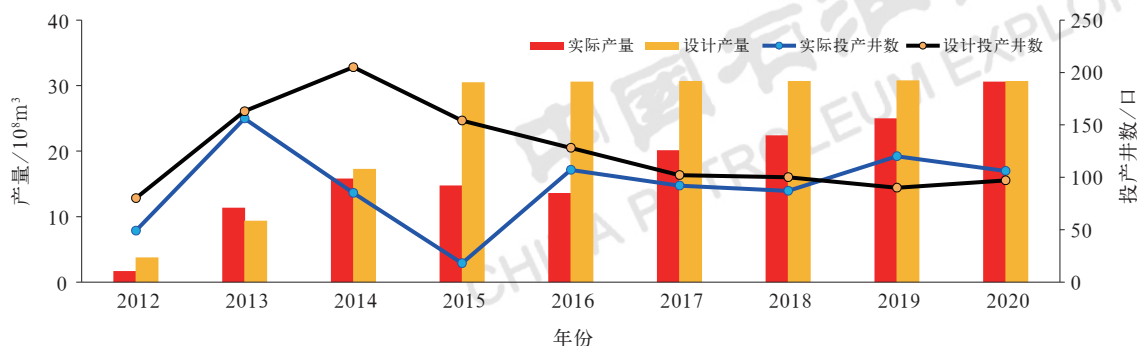


图4 国际合作区开发方案实施情况与设计对比图

Fig.4 Comparison between development plan design and implementation in international cooperation zone

识别及预测攻关,先后探索了叠前泊松比反演技术、地震时间厚度分析技术与波形分类技术,上述地震预测方法对厚度小于10m、10~15m、15~20m、大于20m砂岩预测吻合度具有较大差异,对厚度大于20m主河道厚砂岩预测吻合度可达66%~77%,15~20m较厚砂岩预测吻合度达60%~73%,厚度小于10m薄砂岩区预测吻合度为52%~64%,对厚度10~15m砂岩预测吻合度较差,仅为25%~45%。为进一步提高储层预测精度,综合上述3种属性分析技术形成多属性融合砂体预测方法,该方法预测砂岩富集区吻合度为73%,预测薄砂岩区吻合度为75%,预测效果明显提升(图5)。以三维地震多属性融合砂体预测结果为约束,通过复杂河流相体系精细描述,形成三维概率体约束的自适应河道随机沉积相建模方法,综合形成三维地震—地质融合储层评价技术。开发实践表明,上述储层评价预测技术可有效提高钻井成功率,2018年完钻井盒8段15m以上储层预测吻合度达83%,为历年最高(图6)。受低成本开发技术政策的影响,自主开发区储层预测以二维地震和钻井为主,有利区预测存在较大风险与不确定性。

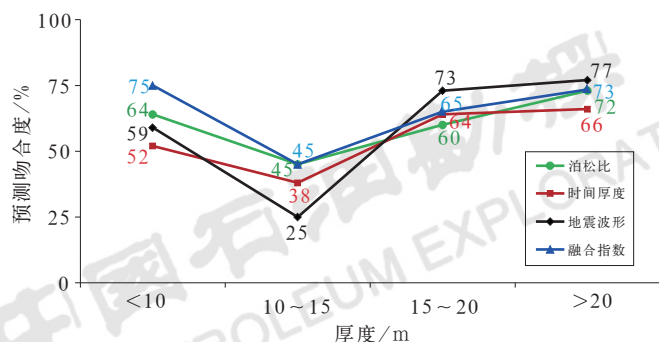


图5 多种地震属性对不同厚度砂岩预测吻合度图

Fig.5 Prediction coincidence rates of multiple seismic attributes for sandstone with different thickness

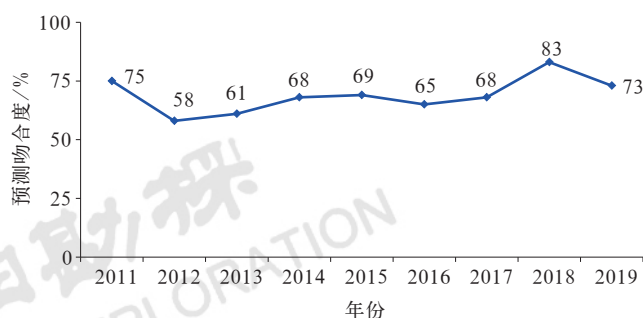


图6 国际合作区历年储层预测吻合度图

Fig.6 Prediction coincidence rates of reservoir in international cooperation zone over the years

3.2.2 网格分区棋盘式标准井网部署技术

2009年苏南国际合作区完成了ODP (Overall Development Plan, 整体开发方案) 方案论证,研究确定了1000m×1000m直井/定向井主体开发井网,以九井丛为基本单元进行棋盘式部署^[6]。结合方案论证井网和丛式井组单元,基于储层评价预测成果,以3000m×3000m为主体网格对开发区进行整体分区,主体网格内按1000m×1000m大小进一步划分为9个次级网格,结合储层发育实际情况开展井位部署,每个主网格最多可完成9口丛式井的部署。网格化分区的目的是在井网实施前做好顶层设计,使井网具有整体性和规则性,为后续井网优化调整留存空间。国际合作区和自主开发区作业模式不同,国际合作区为契约合同作业,自主开发为自主主导作业。国际合作区以ODP方案作为开发的重要基础,按方案执行是契约合同的要求,已投产的880余口开发井严格按设计部署,井网的整体性、规则性较好(图7)。自主开发区井位部署重点围绕储层条件发育较好的探井和开发井进行,采用先肥后瘦的部署方式,井网的整体性与规则性兼顾有限,以直井/定向井+水平井

混合部署为主,随着开发深入,剩余储量碎片化逐渐突出,井网后续优化调整面临挑战^[20,27-28]。自主开发区先肥后瘦的部署方式开发效果理应不应低于国际合作区,但由于苏里格气田储层非均质性较强,百米级范围内储层会发生较大变化,且缺少井间预测的有效手段,围绕高产井滚动部署仍有较高的钻遇低产井的风险,择优部署措施难以有效实施。国际合作区则可充分利用三维地震预测成果,有效避开薄储层发育区,从而有效保证部署成功率。

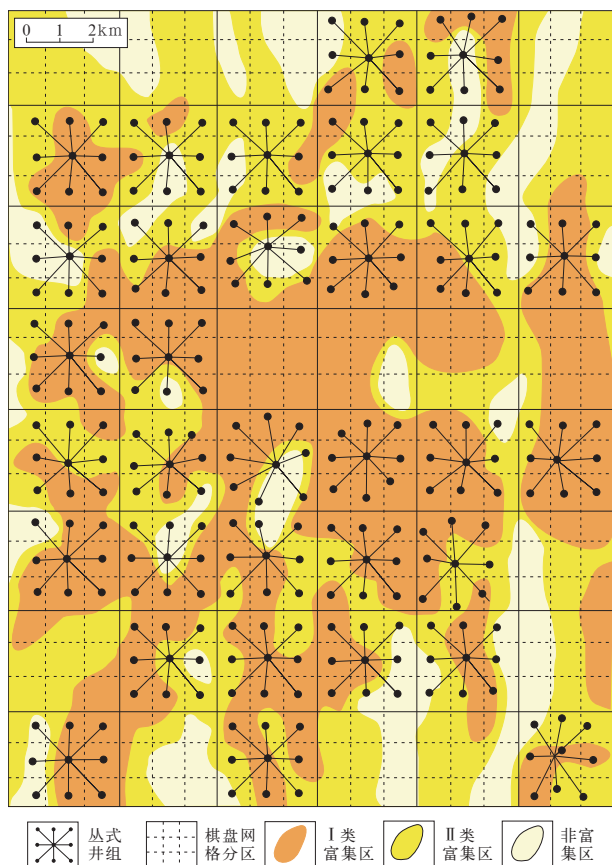


图7 苏南国际合作区开发I区网格化分区与棋盘式部署图
Fig.7 Grid partition and chessboard well pattern deployment in Block I in Sunan international cooperation zone

3.2.3 批量实施工厂化钻完井作业技术

工厂化作业移植到油气资源开采领域始于21世纪初,主要用于钻井、压裂等大型施工方面。工厂化钻完井作业模式相对于传统的分散式钻完井模式,既提高了作业效率、降低了作业成本,也更加便于施工和管理,特别适用于致密油气、页岩油气等低渗透、低品位的非常规油气资源的开发作业^[5]。苏南国际合作区通过大胆创新和反复论证,率先提出采用工厂化作业方式,在多年开发实践中形成了以“大井丛布井、多钻机联合、快速化平移、标准化钻井、重复再利用”

为核心的工厂化作业模式,提速提效、降低操作成本效果明显。通过创新井身结构及轨迹设计、优选高效钻头和钻具、优化钻井液性能等技术与试验,形成了“8 $\frac{1}{2}$ in 钻头 \times 7in 表层套管+6in 钻头 \times 3 $\frac{1}{2}$ in 生产套管”二开小井眼优快钻井技术。基于工厂化钻井和小井眼钻井技术,机械钻速最高提升至22.7m/h,钻井周期最低为11.1天(图8),套管、钻井液等材料消耗和岩屑产出量减少了35%~45%。丛式井组工厂化压裂施工中,采用钢丝通井、安装井口、射孔、压裂、排液、测试“六个一趟过”组织模式大幅度提高压裂设备的利用率,作业效率较单井模式提高一倍以上。受国际合作区高效钻完井作业模式启发,自主开发区系统借鉴和推广工厂化作业模式,钻完井实施效率逐渐提升,成本费用得到不断降低。

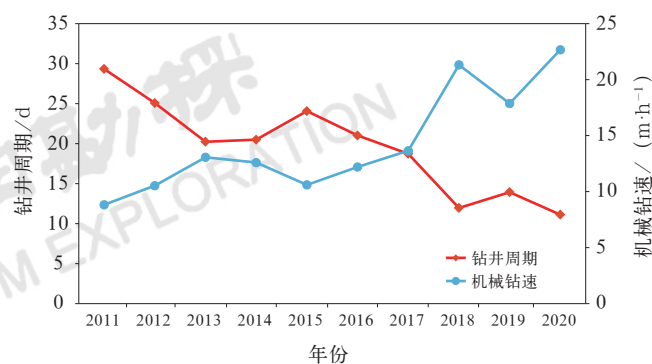


图8 国际合作区8 $\frac{1}{2}$ in 钻头历年钻井周期与机械钻速变化图

Fig.8 Drilling cycle and ROP of 8 $\frac{1}{2}$ inch bit in international cooperation zone over the years

3.2.4 TAP Lite 分层压裂储层改造技术

苏南国际合作区以TAP Lite为主体的分层压裂具体包括以下技术:3 $\frac{1}{2}$ in 套管无油管完井、2in 小枪身深穿透集中射孔、高纯度瓜尔胶压裂液体系、69MPa 中密度高强度优质陶粒支撑剂、高前置液比与大液量混合压裂设计、套管滑套投球连续分层压裂、大容量压裂液在线连续混配及大井丛工厂化流水作业等^[13-14]。前置液比例为40%~50%,排量为3.0~5.0m³/min,砂比为15%~25%,单层液量为300~500m³、砂量为15~50m³(表4),要求压裂液基液黏度为57mPa·s,耐温能力为96℃,支撑剂为20/40目中密度高强度陶粒,在69MPa压力下破碎率小于9%,排液方式为不伴液氮一压裂后不控制放喷排液的快速排液技术,若无法喷通或排液过程中出现停喷,则进行连续油管液氮气举排液。截至2020年底,累计完成压裂试气直井/定向井796口,单井分压层数1~3层,平均2.2层,裂缝半长大于

200m, 裂缝高度为 22~100m (表 4)。国际合作区以 TAP Lite 为主体的聚焦主层、深度改造分层压裂技术, 在 2012—2020 年规模应用 592 口井, 历年平均单井压裂后无阻流量为 $22.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 试气动态 I + II 类气井比例达到 98%, 技术提产效果明显 (图 9)。自主开发区主体采用复合桥塞分层压裂工艺,

储层改造段数较多, 施工参数、压裂体系等不同于国际合作区 (表 4), 裂缝改造强度、长高规模不及国际合作区, 很大程度上影响了压裂改造效果, 制约了气井产能发挥。近年来, 在自主开发区苏东、苏 14 等区块开展高排量混合压裂试验, 取得了较好的开发试验效果。

表 4 国际合作区与自主开发区压裂设计参数对比表

Table 4 Comparison of fracturing design parameters between international cooperation zone and self-operated development zone

重要参数		国际合作区	自主开发区
压裂	分层压裂层数	1~3	2~5
	前置液比例 /%	40~50	35
	排量 /($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	3.0~5.0	2.8
	单层砂量 / m^3	15~50	27~28
	单层液量 / m^3	300~500	150~200
	砂比 /%	15~25	21~22
裂缝	裂缝半长 /m	> 200	140
	裂缝高度 /m	22~100	24

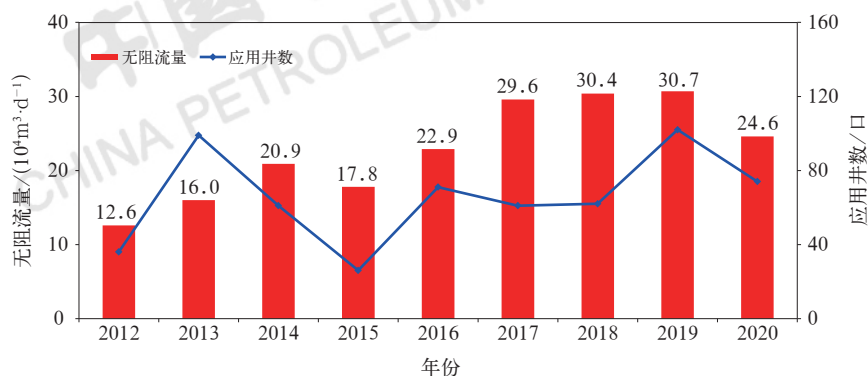


图 9 苏南国际合作区直井 / 定向井 TAP Lite 分层压裂效果分析图

Fig.9 TAP Lite layered fracturing results of vertical/directional wells in Sunan international cooperation zone

3.2.5 适度放压间歇生产气井管理技术

气井开采存在放压生产和控压生产两种主要技术方式, 对苏里格型致密砂岩气藏不同气井开采方式的开发效果存在不同认识^[26-28]。苏南国际合作区气井普遍采用适度放压生产制度, 放压生产方式有利于初期压裂液彻底返排, 可适应 $3\frac{1}{2}$ in 无油管生产方式, 与地面中 / 低压集气系统相匹配, 此外气井放压生产有利于资金快速回收。国际合作区气井生产分为 3 个阶段: 第一阶段为自然递减阶段, 投产初期 (前 1~3 个月) 产气量超过 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 生产 1 年左右降至 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; 第二阶段为产量波动明显的间歇生产阶

段, 该方式有利于远井地带能量向近井地带补充, 道达尔公司根据其北海地区 Ann、Alison、Audrey、Hewett 等低渗气田开采经验, 认为定期关井 (间歇生产) 有助于延长开采寿命, 增加最终单井采出量 (压力恢复实现产能补充); 第三阶段为措施生产阶段, 通过系列排采措施使气井恢复正常生产 (图 10)。自主开发区主体采用控压生产方式, 气井初期日产量虽低于国际合作区, 但气井生产稳定连续、递减更为缓慢, 认为控压生产优于放压生产, 气井最终采出量高 3% 以上^[27]。不同开采方式对最终开发效果的影响仍需持续深入论证及开发实践检验。

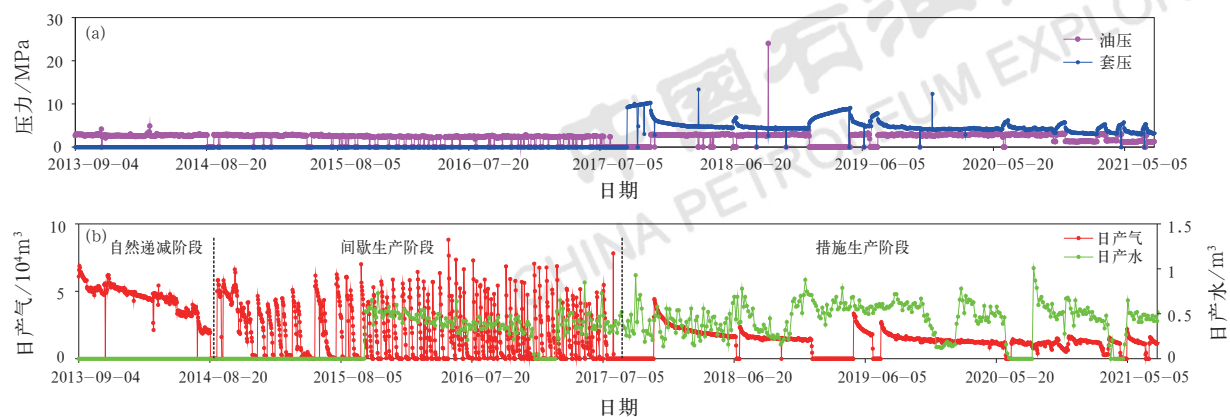


图 10 苏南国际合作区 SN0165-4 井生产曲线图

Fig.10 Production curve of Well SN0165-4 in Sunan international cooperation zone

3.2.6 速度管柱主导的措施增产技术

国际合作区广泛采用速度管柱增持措施，当气井产量低于 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 时起出井下节流器，下入速度管柱生产，气井携液能量增强，生产稳定连续且递减较为缓慢。截至 2020 年底，国际合作区共实施排水采气措施井 710 口，其中速度管柱井 548 口，占措施井的 77%。开发实践表明，速度管柱有利于提高气井生产能力、促进气井稳产生产，可有效适用于 I + II 类气井，且实施越早增产效果越好，364 口 I + II 类

气井单井平均增产 $375.3 \times 10^4 \text{m}^3$ （表 5）。苏南国际合作区采用“ $\phi 88.9 \text{mm}$ 套管 + $\phi 38.1 \text{mm}$ 速度管柱”完井方式，速度管柱临界携液流量为 $0.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，当气井产量低于携液流量时采用泡沫排水、套管柱塞气举等措施辅助生产。速度管柱单井平均投入成本为 70 万元~80 万元，受低成本开发技术政策制约，自主开发区速度管柱应用比例较低，如苏里格气田中区应用比例为 3.8%，主体以低成本的泡沫排水、套管柱塞气举为主。

表 5 不同投产时间气井实施速度管柱效果对比表

Table 5 Comparison of gas production results by implementing speed string at different time after gas well production

措施开始时气井投产时间 /d	井数 / 口	增产气量 / 10^8m^3	平均单井增产气量 / 10^4m^3
330	27	1.48	548.1
660	68	3.15	463.2
990	89	3.48	391.0
1320	108	3.71	343.5
1650	72	1.84	255.5
合计 / 平均	364	13.66	375.3

3.3 技术对比与可借鉴性分析

在国际合作区关键开发指标评价、开发理念与关键开发技术分析的基础上，开展自主开发区与国际合作区的系统对比（表 6）。在我国绿色低碳发展背景下，天然气需求将进一步增加，为降低对外依存度、保证天然气供给安全，国内天然气持续增产是未来天然气发展的必然选择^[2-4]。在开发理念与思路方面，未来致密气藏开发仍将以规模效益为主，即以产量规模为

核心目标，满足一定的目标收益率即可，国际合作区以高经济收益为核心目标的开发理念不适合我国天然气需求和致密气开发形势。在关键开发技术方面，气井放压生产制度与控压生产制度的效果差异仍需进行深入分析与持续论证，国际合作区放压生产方式不一定完全适合于自主开发区，储层评价、井网部署、钻完井作业、储层改造、措施增产等 5 个方面的关键特色技术值得自主开发区吸收借鉴。上述可借鉴技术中，工厂化钻完井作业技术可提升施工效率、

降低开发成本，网格分区棋盘丛式标准化井网部署可实现井网科学部署，有利于后期井网整体调整部署，而三维地震—地质融合储层评价、TAP Lite 分层压裂储层井改造、速度管柱措施增产等 3 项技术直接有助于气井产量提升，是自主开发区尤为值得借鉴的技术。

表 6 国际合作区与自主开发区主体开发技术系统对比及可借鉴性分析表

Table 6 Comparison and referential analysis of main development technologies between international cooperation and self-operated development zones

系统对比	主体技术对比		国际合作区 技术优势	自主开发区是否 试验或推广	可借鉴性
	国际合作区	自主开发区			
开发理念与思路	投资收益最优、正现金流为原则，侧重风险控制	规模效益、低成本开发为原则，侧重国家能源需求	抗风险能力更强	未开展	能源需求迫切，较难借鉴
储层评价技术	三维地震全覆盖，多种地震属性融合预测砂岩富集区	基于二维地震和井资料，采用概率分析法和滚动评价法优选砂岩富集区	精度高、储层预测效果好	局部推广	可借鉴
井网部署技术	棋盘式网格分区，开展大丛式标准化井网部署，直井/定向井为主	优选井位、随钻调整，混合井网部署	井网规则、有利于后期调整	局部应用	可借鉴
钻完井作业技术	大井丛布井、多“钻机联合、快速化平移、标准化钻井、重复再利用”为核心的工厂化作业模式	早期为分散式钻井、完井模式，目前推广应用工厂化作业模式	提速提效、降低操作成本效果明显	推广应用	已借鉴
储层改造技术	大液量、高排量、低砂比、高性能支撑，提高人工裂缝改造深度和导流能力，突出主力层改造	液量、排量、砂比偏低，人工裂缝长度偏小，多段兼顾，根据储层特征进行差异改造，受成本控制	增加单井最终可采储量	试验阶段	可借鉴
气井生产管理技术	适当放压生产、早—中期间歇生产，补充地层能量	控制生产压差，以稳定连续生产为主	放压有助于压裂液返排、有利于储层保护，早期高产可快速回收投资	未开展	可借鉴
措施增产技术	以速度管柱为主	以低成本泡沫排水、套管柱塞气举为主	增产效果明显	试验阶段	可借鉴

4 对致密气高效开发的重要启示

作为中国石油对外合作的重要项目，苏南项目从一开始就坚持“高点起步，高标准要求、高效益开发的原则”，坚持“储藏认识一次弄清真面目、开发部署整区块一次设计，地面集输能力一步配套到位”的理念，避免传统开发中井位部署及地面建设可能走的弯路和重复路。深入总结苏南国际合作区开发技术经验，形成了有助于自主开发区致密气高效开发的重要启示。

4.1 持续深化地质研究支撑高质量部署

国际合作区历年产量与钻井工作量始终低于 ODP 方案设计，按设计 2012—2014 年为建产期，2015 年即应达到 $30 \times 10^8 \text{m}^3$ 规模，实际到 2020 年才达到上述规模，2020 年底钻井数量比方案设计少 300 余口。实际建产节奏低于方案设计的关键原因之一在于国际合作区注重储层地质深入论证与优化评价研究，为获取可靠的储层地质预测参数、提高井位部署成功率，加大前期地质评价，开展全区三维地震采集

与处理解释,不刻意追求方案产量目标而以提高井位部署质量、降低开发风险为核心。开发实践表明,基于三维地震多属性融合储层预测技术,国际合作区厚砂岩预测吻合度达 70% 以上,Ⅰ+Ⅱ类气井动态比例达 80% 以上,单井平均 EUR 达 $3480 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。受低成本开发政策、资料基础及注重产量规模等因素影响,自主开发区储层地质研究的深度难以与国际合作区相比,井位部署质量和开发效果与国际合作区存在差距。在长庆气区未来致密气开发中,可适当转变开发思路,选择典型区块开展高投入前期地质评价试验以提高部署效果。

4.2 加强顶层优化设计支撑科学有序实施

气田开发方案是在气田特征与开发规律系统科学认识的基础上编制的,是指导气田建设与科学开发的重要顶层设计资料,系统论证确定了系列关键开发指标与采用的技术系列。国际合作区 ODP 方案确定了 $1000\text{m} \times 1000\text{m}$ 井排距、丛式大井组的部署模式,基于丛式井组特征对开发区进行网格化划分,形成 $3000\text{m} \times 3000\text{m}$ 的基本网格单元,以 9km^2 为基本面积单元将井网部署目标区标准化与统一化,在井网部署实施前完成顶层优化设计,为后续执行奠定了良好指引(图 7)。根据储层地质论证与预测结果,确定网格单元内的部署方式,若网格单元内储层发育情况较差则避开此网格不进行部署,若网格单元内储层发育情况良好则严格按照 $1000\text{m} \times 1000\text{m}$ 井网完成 9 口丛式井的部署。在网格分区部署方式下,采用区块接替与井间接替方式,国际合作区被科学有序开发,形成目前苏里格气田最规则有序的开发井网,为未来整体持续优化调整创造了良好基础(图 11)。自主开发区虽有开发方案支撑,但实际井网部署中多采用滚动开发、动态调整的方法,井网部署有序性、整体性欠佳,后续调整面临挑战。致密气新区的开发应充分吸收国际合作区技术经验,提升部署的科学性与有序性。

4.3 强化全过程管理与质量控制助推开发效果提升

国际合作区气井指标优于自主开发区,并非单因素影响而是系列因素综合影响的结果,在储层评价、井网部署、钻完井作业、储层改造、措施增产等 5 项技术中,每项技术流程均严格遵守规范准则并保证实施质量,关键技术环节科学有序衔接、配套适合,从而实现全过程优化和质量控制,最终整体达到较好的

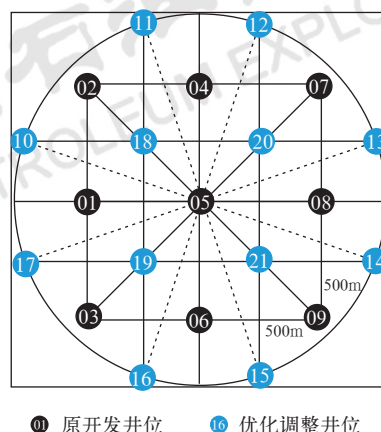


图 11 国际合作区井网持续优化调整设计图

Fig.11 Continuous optimization and adjustment design of well pattern in international cooperation zone

开发效果。国际合作区采用中方担任作业者的管理模式,钻井、压裂、地面、生产等关键方面工作均由中方担任作业者,道达尔公司进行钻井监督、协助压裂等工作,双方全力合作、相互监督,在很大程度上助推了过程管理、强化了质量控制。受产建节奏快、工作量负荷重、体制制约等多方面因素影响,自主开发区关键开发技术环节的实施和监管难以到位,全过程一体化管理与质量控制仍有较大不足。未来致密气开发中,应进一步加强监管制度建设和落实质量控制责任制,保证关键开发技术环节实施到位,助推开发效果提升。

5 结论

(1) 通过对苏里格气田国际合作区与自主开发区气井初期产量、Ⅰ+Ⅱ类气井比例、EUR 等关键开发指标的对比,明确了同等气藏地质特征条件下前者开发指标水平明显高于后者,重点围绕开发效果产生差异的原因对国际合作区的关键开发技术进行了系统梳理与评价,落实了 6 项核心特色开发技术,并与自主开发区进行了深入对比,确定了 5 项值得借鉴的关键开发技术。

(2) 国际合作区以经济效益、风险控制为理念,单井综合投入高、最终产出也较高,而自主开发区以规模效益、产量提升为重点,低成本开发理念贯穿始终,单井综合投入低、最终产出也较低,自主开发区应适当借鉴国际合作区的开发理念,优化确定投入、产出的最佳平衡点,这对鄂尔多斯盆地外围低品位致密气新区的效益开发具有重要指导意义。

(3) 致密气藏的开发效果很大程度上取决于储层

改造技术, 国际合作区以 TAP Lite 分层压裂工艺为主, 自主开发区则采用复合桥塞分层压裂工艺, 虽然工艺技术、施工参数、压裂体系等明显不同, 但过程管理与质量控制也是保证储层改造能够达到真实效果的关键, 因此在借鉴国际合作区关键开发技术的同时也应借鉴其高效管理机制与管理模式。

(4) 国际合作区与自主开发区不同开发技术的效果差异仍不明确, 如气井适当放压、间歇生产与控制压差、连续生产对 EUR 的影响仍不清晰, 需要进一步加强机理研究与深入分析; 另外不同开发技术适应的条件背景不同, 如速度管柱适用于产水致密气藏, 对不产水或微量产水致密气藏的适用性有限, 因此应结合具体实际选择性借鉴采用。

参考文献

- [1] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015–1026.
Sun Longde, Zou Caineng, Jia Ailin, *et al.* Development characteristics and development orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015–1026.
- [2] 何江川, 余浩杰, 何光怀, 等. 鄂尔多斯盆地长庆气区天然气开发前景 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 23–33.
He Jiangchuan, Yu Haojie, He Guanghuai, *et al.* Natural gas development prospect in Changqing gas province of the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 23–33.
- [3] 贾爱林, 位云生, 郭智, 等. 中国致密砂岩气开发现状与前景展望 [J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 83–92.
Jia Ailin, Wei Yunsheng, Guo Zhi, *et al.* Development status and prospect of tight sandstone gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 83–92.
- [4] 贾爱林. 中国天然气开发技术进展及展望 [J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 77–86.
Jia Ailin. Progress and prospects of natural gas development technologies in China [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 77–86.
- [5] 刘社明, 张明禄, 陈志勇, 等. 苏里格南合作区工厂化钻完井作业实践 [J]. 天然气工业, 2013, 33(8): 64–69.
Liu Sheming, Zhang Minglu, Chen Zhiyong, *et al.* Factory-like drilling and completion practices in the joint gas development zone of the south Sulige project [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(8): 64–69.
- [6] 郝骞, 卢涛, 李先锋, 等. 苏里格气田国际合作区河流相储层井位部署关键技术 [J]. 天然气工业, 2017, 37(9): 39–47.
Hao Qian, Lu Tao, Li Xianfeng, *et al.* Key technologies for well location deployment in fluvial reservoirs in the southern Sulige block, Ordos Basin, a CNPC–total joint project [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(9): 39–47.
- [7] 何明舫, 马旭, 张燕明, 等. 苏里格气田“工厂化”压裂作业方法 [J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 349–353.
He Mingfang, Ma Xu, Zhang Yanming, *et al.* A factory fracturing model of multi-well cluster in Sulige Gasfield, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 349–353.
- [8] 王博, 冯宁军, 赵景龙, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格南部合作区生产系统分析与优化 [J]. 天然气勘探与开发, 2017, 40(3): 66–71.
Wang Bo, Feng Ningjun, Zhao Jinglong, *et al.* Analysis and optimization of production system in the south Sulige Gasfield, Ordos Basin cooperation block [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2017, 40(3): 66–71.
- [9] 何涛, 史诚. 浅谈高质量二次发展过程中合作项目的管理: 以苏里格南国际合作项目为例 [J]. 石油工业技术监督, 2020, 36(3): 45–47.
He Tao, Shi Cheng. On management of foreign cooperation projects in the process of high-quality secondary development: taking south Sulige international cooperation project as an example [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2020, 36(3): 45–47.
- [10] 苗震, 吴俞霁, 杜颜, 等. 苏南公司对外合作项目管理优化及其实 践 [J]. 石油工业技术监督, 2020, 36(3): 63–66.
Miao Zhen, Wu Yufei, Du Yan, *et al.* Optimization of foreign cooperation project management in south Sulige Operation Branch and its practice [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2020, 36(3): 63–66.
- [11] 贾爱林, 王国亭, 孟德伟, 等. 大型低渗一致密气田井网加密提高采收率对策: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例 [J]. 石油学报, 2018, 39(7): 802–813.
Jia Ailin, Wang Guoting, Meng Dewei, *et al.* Well pattern infilling strategy to enhance oil recovery of giant low-permeability tight gas field: a case study of Sulige Gasfield, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(7): 802–813.
- [12] 冀光, 贾爱林, 孟德伟, 等. 大型致密砂岩气田有效开发与提高采收率技术对策: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 190–200.
Ji Guang, Jia Ailin, Meng Dewei, *et al.* Technical countermeasures of effective development and gas recovery enhancement for large tight gas field: a case study of Sulige Gasfield, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 190–200.
- [13] 张益, 刘帮华, 胡均志, 等. 苏里格气田苏 14 井区二叠系下石盒子组盒 8 段多期砂体储层合理开发方式研究 [J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 165–174.
Zhang Yi, Liu Banghua, Hu Junzhi, *et al.* Study on development mode of multi-stage superimposed sandstone reservoir of He 8 member of the Permian Lower Shihezi Formation in Su 14 well block of Sulige Gasfield [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 165–174.
- [14] 陈志勇, 王强, 胡立波, 等. 苏里格南储层改造技术及应用 [J]. 石油工业技术监督, 2017, 33(9): 12–15.
Chen Zhiyong, Wang Qiang, Hu Libo, *et al.* Reservoir stimulation technology and application in south Sulige [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2017, 33(9): 12–15.
- [15] 杨圣方, 董易凡, 董永恒, 等. TAP 阀压开地层解决方案及其在苏南的应用 [J]. 石油工业技术监督, 2020, 36(3): 5–6, 9.
Yang Shengfang, Dong Yifan, Dong Yongheng, *et al.* Solution of fracturing using TAP valve and its application in south

- Sulige[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2020, 36(3):5-6,9.
- [16] 郭智, 贾爱林, 冀光, 等. 致密砂岩气田储量分类及井网加密调整方法: 以苏里格气田为例[J]. 石油学报, 2017, 38(11):1299-1309.
- Guo Zhi, Jia Ailin, Ji Guang, *et al.* Reservoir classification and well infilling method of tight sandstone gas field: a case study of Sulige Gasfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(11):1299-1309.
- [17] 刘群明, 唐海发, 吕志凯, 等. 辫状河致密砂岩气藏阻流带构型研究: 以苏里格气田中二叠统盒 8 段致密砂岩气藏为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(7): 25-33.
- Liu Qunming, Tang Haifa, Lv Zhikai, *et al.* An architectural study on the blocking zone of braided river tight sandstone reservoirs: a case study on the tight sandstone gas reservoirs of the 8th member, Shihezi Fm, Middle Permian in the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(7): 25-33.
- [18] 王国亭, 贾爱林, 闫海军, 等. 苏里格致密砂岩气田潜力储层特征及可动性评价[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5):896-904.
- Wang Guoting, Jia Ailin, Yan Haijun, *et al.* Characteristics and recoverability evaluation on the potential reservoir in Sulige tight sandstone gas field[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5):896-904.
- [19] 李柱正, 李开建, 李波, 等. 辫状河砂岩储层内部结构解剖方法及其应用: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 30-39.
- Li Zhuzheng, Li Kaijian, Li Bo, *et al.* An internal structure anatomy method for braided-river sandstone reservoirs and its application in the Sulige Gasfield of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(4):30-39.
- [20] 王继平, 张城玮, 李建阳, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏开发认识与稳产建议[J]. 天然气工业, 2021, 41(2):100-110.
- Wang Jiping, Zhang Chengwei, Li Jianyang, *et al.* Tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gasfield: development understandings and stable-production proposals[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2):100-110.
- [21] 王香增, 乔向阳, 张磊, 等. 鄂尔多斯盆地东南部致密砂岩气勘探开发关键技术创新及规模实践[J]. 天然气工业, 2022, 42(1):102-113.
- Wang Xiangzeng, Qiao Xiangyang, Zhang Lei, *et al.* Innovation and scale practice of key technologies for the exploration and development of tight sandstone gas reservoirs in Yan'an Gasfield of southeastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1):102-113.
- [22] 何东博, 贾爱林, 冀光, 等. 苏里格大型致密砂岩气田开发井网井网技术[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1):79-89.
- He Dongbo, Jia Ailin, Ji Guang, *et al.* Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige Gasfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1):79-89.
- [23] 何东博, 王丽娟, 冀光, 等. 苏里格致密砂岩气田开发井距优化[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4):458-464.
- He Dongbo, Wang Lijuan, Ji Guang, *et al.* Well spacing optimization for Sulige tight sand gas field, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4):458-464.
- [24] 李跃刚, 徐文, 肖峰, 等. 基于动态特征的开发井网优化: 以苏里格致密强非均质砂岩气田为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(11):56-61.
- Li Yuegang, Xu Wen, Xiao Feng, *et al.* Development well pattern optimization based on dynamic characteristics: a case study from the Sulige tight sandstone gas field with great heterogeneity[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(11):56-61.
- [25] 孟德伟, 贾爱林, 冀光, 等. 大型致密砂岩气田气水分布规律及控制因素: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田西区为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4):607-615.
- Meng Dewei, Jia Ailin, Ji Guang, *et al.* Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas: a case study of western Sulige Gasfield, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4):607-615.
- [26] 程立华, 郭智, 孟德伟, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透一致密气藏储量分类及开发对策[J]. 天然气工业, 2020, 40(3):65-73.
- Cheng Lihua, Guo Zhi, Meng Dewei, *et al.* Reserves grading classification and development countermeasures for low-permeability tight gas reservoirs in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3):65-73.
- [27] 卢涛, 刘艳侠, 武力超, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩气藏稳产难点与对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(6):43-52.
- Lu Tao, Liu Yanxia, Wu Lichao, *et al.* Challenges to and countermeasures for the production stabilization of tight sandstone gas reservoirs of the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6):43-52.
- [28] 谭中国, 卢涛, 刘艳侠, 等. 苏里格气田“十三五”期间提高采收率技术思路[J]. 天然气工业, 2016, 36(3):30-40.
- Tan Zhongguo, Lu Tao, Liu Yanxia, *et al.* Technical ideas of recovery enhancement in the Sulige Gasfield during the 3th Five-Year Plan[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(3):30-40.