

引用格式:刘小波,周涌沂,王智,等. 星级管理在复杂高含水气田地质工程一体化开发中的应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3):317-328.  
LIU Xiaobo, ZHOU Yongyi, WANG Zhi, et al. Implementations of star evaluation management model in complex high water-cut gas field during its integrated development of geological engineering[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):317-328.  
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.006

## 星级管理在复杂高含水气田地质工程一体化开发中的应用

刘小波<sup>1,2</sup>, 周涌沂<sup>1</sup>, 王智<sup>1</sup>, 雷涛<sup>1</sup>, 王翔<sup>1</sup>, 尤启东<sup>1,3</sup>, 曹桐生<sup>1</sup>, 陈奎<sup>1</sup>, 刘韬<sup>1,4</sup>, 于耀南<sup>1</sup>

(1. 中国石化华北油气分公司油气开发管理部, 河南 郑州 450000; 2. 胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司, 山东 东营 257100; 3. 中国石化江苏石油分公司, 江苏 南京 210003; 4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100000)

**摘要:**低品位、高含水、高成本等因素制约着鄂尔多斯盆地东胜气田的效益开发, 针对以上难点, 首次提出了星级管理理念, 即以储量价值和投资效益最大化为目标, 以地质工程一体化为手段, 从勘探、开发、钻井、工程、生产5个维度对井位井网、钻井方式、压裂工艺、生产工艺等进行链条式优化, 通过各个板块之间实时/适时反馈, 实现从单井到区块再到全气田的全尺度迭代提升, 最终以各单井的收益率作为星级评判标准排序实施。在此基础上, 依托于智慧气田的建设, 应用星级管理成果, 将地下到地面进行有机结合, 从而实现全气田整个生命周期内更高层次的地质工程一体化, 取得以下主要成果: ①形成了复杂高含水气藏精细描述方法, 气层钻遇率提高20.8%; ②建立了“分级约束”井网优化体系, 储量动用率提高28%; ③创新“井、震、测”一体化井壁稳定、井间协同防漏、小井眼窄间隙固井等技术, 钻井周期缩短51%、投资成本降低31%; ④采用“大排量、短时间、高砂比”压裂, 直井、水平井产量增幅分别达56%和39%; ⑤创新“多参数定量识别、两相耦合、泡排+、同井采注”技术组合, 含气饱和度动用下限降至45%。“十三五”以来, 东胜气田经济效益指标持续向好, 形成了可量化、可操作、可评价的地质工程一体化效益开发模式, 具备推广价值。

**关键词:** 星级管理; 地质工程一体化; 高含水气田; 难动用储量; 压裂

中图分类号: TE122

文献标识码: A

### Implementations of star evaluation management model in complex high water-cut gas field during its integrated development of geological engineering

LIU Xiaobo<sup>1,2</sup>, ZHOU Yongyi<sup>1</sup>, WANG Zhi<sup>1</sup>, LEI Tao<sup>1</sup>, WANG Xiang<sup>1</sup>, YOU Qidong<sup>1,3</sup>, CAO Tongsheng<sup>1</sup>, CHEN Kui<sup>1</sup>,  
LIU Tao<sup>1,4</sup>, YU Yaonan<sup>1</sup>

(1. Sinopec North China Petroleum Bureau, Zhengzhou, Henan 450000, China; 2. Dongsheng Jingong Petroleum Development Group Stock Co., Ltd. of Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257100, China; 3. Sinopec Jiangsu Petroleum Bureau, Nanjing, Jiangsu 210003, China; 4. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100000, China)

**Abstract:** Poor reserve quality, high water-cut and high investment cost have become the bottleneck of developing Dongsheng Gas Field located in Ordos Basin. In this way, the star evaluation management model is put forward to enhance its production performance. It is aiming at maximizing reserve value and investment benefits through geology-engineering integration. In the process of its implementation, the well locations, well patterns, drilling, fracturing and production technologies are optimized comprehensively, then the optimized information is employed to improve and instruct future planning, thus the iterative improvement is achieved from single well to the whole gas field. Finally, the internal rate of return is calculated to determine the implementation sequence for each well. On the base of intelligent gas field construction, the above achievements are reinforced by

收稿日期: 2021-04-07。

第一作者简介: 刘小波(1978年—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要从事开发管理等工作。地址: 河南省郑州市中原区陇海西路199号中国石化华北油气分公司, 邮政编码: 450000。E-mail: liuxiaobo660.slyt@sinopec.com

基金项目: 国家重点研发计划“增产模式下水合物、游离气采收率评价技术”(2019YFC0312304-4)。

organically combining downhole management with ground coping facilities, then the higher level of integrated development of geological engineering is realized. The following main results have been achieved: ① The detailed reservoir description and evaluation methods are formed for complicated high water-cut reservoir, and the gas layer penetrating rate raises by 20.8 %. ② Hierarchical constraints system for well network optimization is established, and the reserve production rate increases by 28 %. ③ The drilling technology with both borehole stability and leakage prevention being considered is innovated through the combination of logging and seismic technology, and a completion string with slim hole and narrow gap is optimized to cater its demand. After optimization, the drilling cycle is shorten by 51 %, and investment cut by 31 %. ④ The “large displacement, short time and high sand ratio” fracturing method is implemented, with the vertical well output increased by 56 %, and horizontal well 39 %. ⑤ The “multi-parameter quantitative identification, coupling of nozzle and pipe flow, foam drainage and gas recovery system and production and injection technology in the same well” is combined together to lower the utilization limit of gas saturation to 45 %. Ever since the 13th Five-Year Plan, the production indicators of Dongsheng Gas Field are continuously improved. Moreover, a quantitative, operative and evaluable geology-engineering integration development model, with actual value of promotion, is formed.

**Key words:** star evaluation management, geology-engineering integration, high water-cut gas field, hard-to-recover reserves, fracturing

鄂尔多斯盆地大规模的天然气勘探始于20世纪80年代,经历多次阵地转变,天然气勘探不断取得新的突破与进展。2000年以来,以苏里格气田、大牛地气田等为代表的盆地致密气田获得了大发展,但是直到2018年盆缘处的东胜气田一直未能突破效益关<sup>[1]</sup>。

东胜气田的开发主要面临4个方面的挑战:①井位部署问题。盆地北缘天然气纵向上层内/层间的气水关系复杂、气藏类型多样、纵向多层发育、储层厚度薄且河道多期叠置,河道砂体的精细刻画及储层定量精准预测面临巨大挑战<sup>[2]</sup>。②钻井安全问题。东胜气田钻井过程中漏塌严重、固井失返,施工全过程环保要求高,需缩短钻井周期、提高固井质量、降低环保风险,才能保障气田的经济高效开发。③压裂改造问题。锦58井区薄互层发育,应力差异大,压裂需要穿越砂泥互层才能实现纵向多套气层有效动用;锦66井区气水互层发育,地应力差异大,压裂以不沟通水层为原则才能实现控水增气;锦72井区以气水同层为主,压裂需要保证实现气水同出,提高气液比,因此,气藏类型和气水关系的多样性要求匹配相应的压裂工艺技术。④完井提产问题。如何根据具体的井况条件和生产特征,科学合理地选择针对性的排水采气技术,成为确定产能动用下限的关键<sup>[3]</sup>。

面对上述难点,地质工程一体化成了效益建产的必由之路。目前国内外地质工程一体化已经获得了规模应用,并取得了诸多显著成绩,但是很多应用都是针对勘探开发或者工程工艺中的某一环节进行了地质工程一体化实践优化,并没有系统地从成藏研究、井位部署、油藏设计、钻井工程、压裂改造和完井工艺多环节开展一体化链条式研究,尤其是没有

针对复杂高含水气田的成功经验<sup>[4]</sup>。因此,本文首次提出了星级管理方式,以弥补前期地质工程一体化实践中的不足。

地质工程一体化星级管理,是从勘探、开发、钻井、工程、生产5个维度进行链条式优化,并以各单井的收益率作为星级评判标准排序实施。首次实现了从勘探、开发、钻井、工程到生产的全覆盖式的地质工程一体化,更加注重追本溯源、本末兼顾和效益兼容,更加适用于区块资料较少的探区或者开发难度较大的复杂区块的规模建产,是一种可量化、可操作、可评价的效益开发模式。星级管理赋予了地质工程一体化新的内涵,具备一定的推广价值<sup>[5]</sup>。

## 1 地质工程一体化星级管理理念及技术路线

### 1.1 地质工程一体化星级管理理念

地质工程一体化星级管理理念就是以储量价值和投资效益最大化为目标,以地质工程一体化为手段,从勘探、开发、钻井、工程、生产5个维度对井位井网、钻井方式、压裂工艺、生产工艺等进行链条式优化,通过各个板块之间实时/适时反馈,实现从单井到区块再到全气田的全尺度迭代提升,最终以各单井的收益率作为星级评判标准,并按星级高低排序,首先实施高星级井位,其中三星级井内部收益率8%~10%,四星级井内部收益率10%~12%,五星级井内部收益率大于12%。在此基础上,依托于智慧气田的建设配套,动态调整生产方案,坐实星级管理成果,从而将地下到地面进行有机结合,实现全气

田整个生命周期内更高层次的地质工程一体化。

### 1.2 地质工程一体化星级管理技术路线

星级管理的实施包括部署论证、单井设计、队伍优选、组织实施和效果评价5个方面(图1)。其技术路线是:①精确识别含气“甜点”,精准刻画储层展布,查明优质储层并进行储层品质评价,培育五星级井位;②构建空间立体井网,多维度优化落实五星级井位的同时,提高工程“甜点”施工的准确率和成功率,极尽动用“甜点”;③集成优快钻井,优化钻完井管柱,匹配下游压裂及生产需求,源头降本助力井位

提星级,极优连通“甜点”;④研发精准压裂技术,定量分析最优产能对应的裂缝几何形态、加砂规模和导流能力,结合现场施工,动态优化提升工程方案星级,极限激活“甜点”;⑤创新排采集输技术,差异化油藏配置,打造五星级高产井,极致品尝“甜点”。除此之外,还通过引入民企竞争,优选队伍,降低成本,配套智能气田的建设,动态优化实施方案,提升一体化运行质量和效率<sup>[6]</sup>。多维度的有效融合、迭代提升为后续储层预测、井网井型优选、储层改造和地面配套等关键环节,提供“可视化”的地质工程一体化研究成果,大大降低开发风险,稳步提升开发效益<sup>[7-8]</sup>。

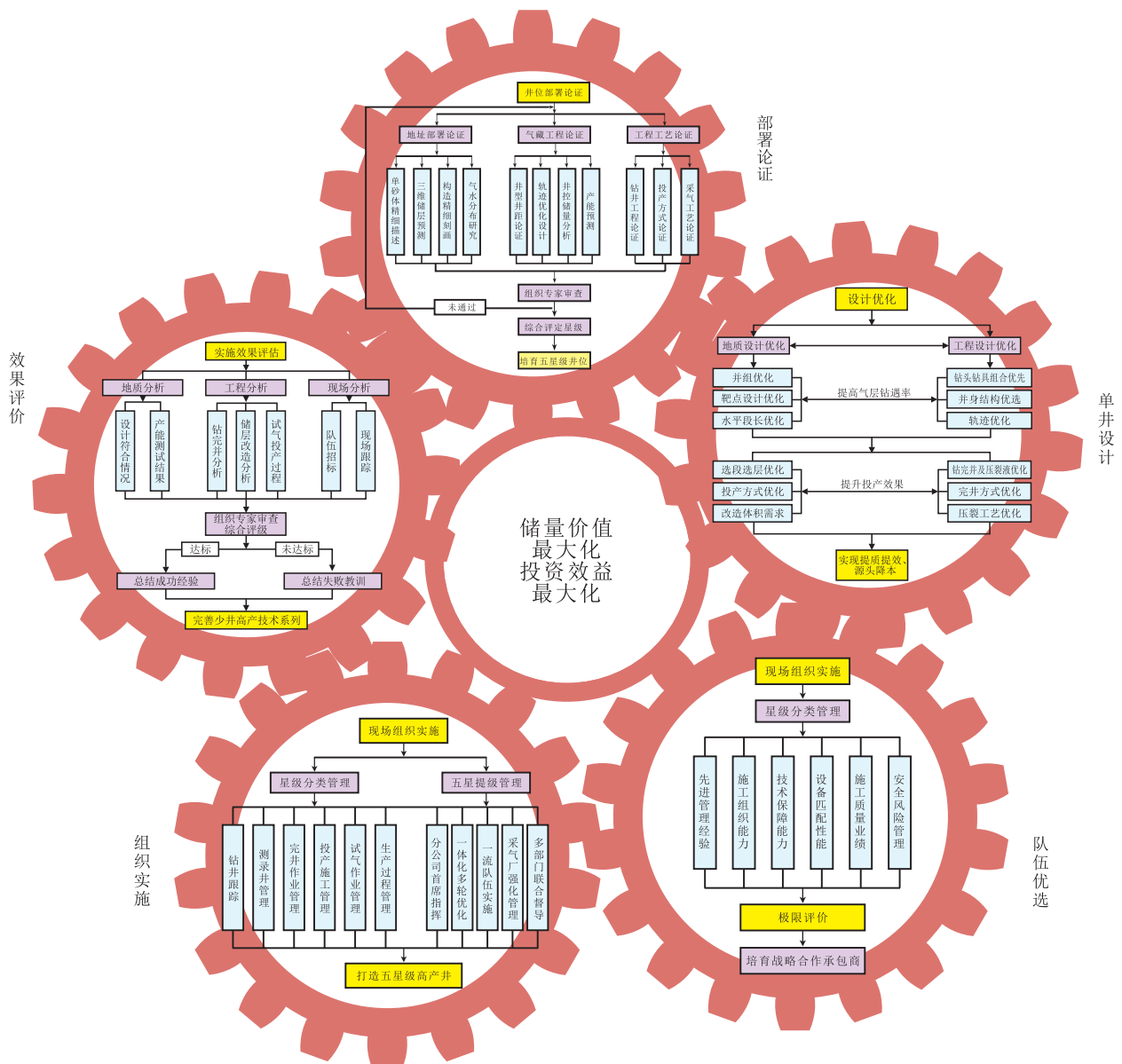


图1 星级管理全流程

Fig. 1 Full process of star evaluation management

## 2 地质工程一体化星级管理的应用

### 2.1 区域概况

东胜气田位于鄂尔多斯盆地北缘,横跨伊陕斜坡、伊盟隆起、天环向斜3个构造单元,矿权面积8 950 km<sup>2</sup>,三级储量9 777×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,整体呈现“微”“薄”“密”“杂”“高”“多”的特点,即:①构造幅度小、构造面积小、断裂小;②近物源、沉积类型多,河道变化快、砂体厚度变薄,多为冲积扇—辫状河沉积和窄河道辫状河沉积;③储层致密,非均质性强,气水关系复杂,无统一的气水界面;④气井普遍产液量高,含水气藏储量达7 000×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>;⑤气藏类型多,囊括了岩性气藏、岩性—构造气藏和地层—岩性气藏等多种类型。

低品位储量、高含水、高成本投资等因素制约着东胜气田效益开发。近年来,按照地质工程一体化星级管理的思路,重点围绕“布好井、定好井、打好井、压好井、管好井”5个方面,形成不同气藏类型的气藏描述和开发政策技术、差异化钻井、压裂和排水采气对策,不断迭代认识、持续优化,实现了东胜气田效益建产。

### 2.2 地质工程一体化星级管理实践

#### 2.2.1 转变勘探理念,解决“找不到”难题

传统勘探理论认为,在鄂尔多斯盆缘过渡带上,不具备大规模油气成藏的基础。天然气基本成藏条件在平面展布上具有明显过渡带的特点。①烃源岩展布特征表现为从盆内大型生烃中心到盆缘烃源岩减薄至缺失的过渡,不利于油气供烃;②构造特征表现为从盆内平缓斜坡区向盆缘复杂隆起区的过渡,相比盆地内部,盆地北缘断裂活动更强烈,不利于油气保存;③成藏过渡带表现为输导条件对气藏分布的控制作用:侧向输导控制了主力层系石炭—二叠系气藏横向的差异性,纵向输导条件拓展了气藏分布层系,从而不利于油气规模富集。针对以上难点,主动解放思想,向“找不到、找不准”的认识极限发起挑战。

一是挑战“不利油气供烃”,形成断砂匹配新认识。古地貌研究表明,东胜气田南部仍发育6~15 m的上古生界煤层,具备规模供烃基础;构造沉积演化

研究表明,北部发育多期活动断裂并与砂体有效匹配,为天然气聚集提供运移通道。

二是挑战“不利油气保存”,形成多类型封堵新认识。基于源汇系统研究表明,上倾方向发育岩性+物性、地层尖灭+岩性、低幅度构造3种封堵类型,能够实现对油气的有效保存。

三是挑战“不利规模富集”,形成差异成藏理论新认识。在前期认识基础上,明确了“源—储—输—构”成藏要素差异配置,在盆地内部的斜坡区,石炭—二叠系大面积源—储紧邻分布背景下,天然气为连续充注成藏,形成了大面积岩性气藏;在盆地北部隆起区,源—储条件由紧邻配置过渡为侧接配置,天然气由充注成藏过渡为运移调整成藏,形成了构造、构造—岩性、地层—岩性等多类型气藏。建立了源内充注准连续成藏、源内充注调整成藏、源侧断—砂输导非连续成藏3种成藏模式,形成了鄂尔多斯盆缘过渡带差异成藏理论。

#### 2.2.2 转变研究思路,解决“找不准”难题

在差异成藏理论指导下,转变气藏类型认识,建立以储层综合研究为基础,以三维模型为核心的油气藏精细研究技术体系。气藏描述更加重视“构造精细描述”和“河道精准刻画”。气藏类型方面,实现了由单一岩性气藏到岩性、构造—岩性、构造等多类型气藏认识的转变;描述精度方面,针对构造和河道砂体都实现了大幅度的提高;描述深度上,也实现了由描述储层到刻画气水分布的转变,为找到气藏“甜点”装上“放大镜”“显微镜”。

一是精心描述微幅构造。针对构造复杂井控程度低特点,采用小网格解释(从4×4细到2×2,平面精度50×50 m,垂向精度4 m)、小半径追踪(追踪半径50×50 m)、小滤波调整(滤波参数500×500个)、小间距成图(等值间距2 m,局部1 m)为核心的“四小法”构造描述技术,成图精度达到1:2 500,实现5 m以上微幅构造描述,构造刻画精度大幅提高。共刻画出盒2、盒3微幅构造131个,微构造幅度5~46.5 m。

二是精细呈现河道心滩。针对下切河谷高能辫状河沉积、河道窄、砂体薄、纵向多期发育叠置的特点,采用基于空间相对分辨率的等时地层切片技术,窄河道分期剥离技术,实现厚度5~10 m、宽度300~800 m河道有效预测。

针对盒1段近物源陡坡带冲积扇—辫状河沉积,

首先通过古地貌约束明确了河道走向和延展性,再通过均方根振幅和瞬时相位等时切片分别刻画复合河道和单期河道,最后通过倾角+构型解剖实现对有利微相心滩的精细刻画(图2)。随着描述精度不断提高,砂岩钻遇率也由“十三五”初期的85.2%提高到目前的93.3%。

三是精准刻画气水展布。针对气藏小、无统一气水界面、气水刻画难度大的问题,首先在毛管压力曲线的分析基础上,定量测算不同物性条件下气藏的气水分异高度,再通过井点上的气水识别和实钻验证分析,准确刻画目标圈闭的气水界面,刻画误差保持在5 m以内(图3)。

四是精确识别含气“甜点”。针对含气性识别准确度低问题,创新“窄河道+微幅构造+流体因子”等新技术系列应用,针对岩性气藏和岩性—构造气藏分别形成了地质与地震相结合的“甜点”空间展布识别方法,提高了气层空间展布识别能力,预测吻合率达到85%,水平井气层钻遇率由46.6%提高至67.4%,2018—2020年探井成功率100%。

在差异成藏理论指导下,“十三五”期间,评价出独贵、新召2个千亿立方米优质储量区,提交探明储量 $1\ 472\times 10^8\text{ m}^3$ ,落实可动用储量 $870\times 10^8\text{ m}^3$ 。“十四五”期间,探明储量规模将达到 $2\ 500\times 10^8\text{ m}^3$ ,进一步落实可动用储量 $1\ 000\times 10^8\text{ m}^3$ 。在不断夯实大气田可持续发展基础的同时,更重要的是为井位部署提供了五星级保障,提升了部署质量,形成了复杂高含

水气藏精细描述及评价方法,实现了“口口井位有依据,口口井位有成果,口口井位有贡献”。

### 2.2.3 构建空间立体井网,极尽动用“甜点”

一是建立致密含水气藏井距优化方法。致密砂岩储层井网井距优化需要综合考虑储层分布特征、渗流特征和压裂完井工艺3方面的因素,以砂体构型和展布为约束条件,通过经济评价法、采气速度法和数值模拟等方法相结合,综合确定气井合理井距。技术流程可归纳为4个步骤:①根据砂体的规模尺度、几何形态、展布方位和空间分布频率,进行井网初步设计;②开展试井评价,进行井网验证;③设计多种井网组合,通过数值模拟预测不同井网的开发指标;④结合经济评价,论证经济极限井网井距(表1)。

二是建立混合井网部署模式。针对地层—岩性气藏“甜点”分散、有效动用制约因素多的难题,建立了从地面到地下、从宏观到局部、从局部到属性的多维度、多尺度、多因素耦合的“分级约束”井网优化设计体系(图4)。综合考虑地貌、储层分布特征及微观渗流因素,形成“水平井井组”“直井+定向井”“直井/定向井+水平井”3类混合井网部署模式(图5),分别规模应用于致密岩性气藏、构造—岩性复合气藏和岩性—构造复合气藏,实现复杂类型气藏储量动用率的提升。2020年,东胜气田丛式井组比例达到78%,储量动用率由53%提高至81%。在极限动用了储量的同时,将勘探板块部署的五星级井位落到

表1 井距确定方法

Table 1 Method for determining well spacing

井型	经济评价	类比法	干扰评价	数值模拟评价	非均质评价法	砂体构型分析法	综合
直井	极限井距600	700~750	620	700	650~880	600~700	600~700
水平井	极限井距670	800~1 000	700	700~970	800~950	600~1 000	700~850

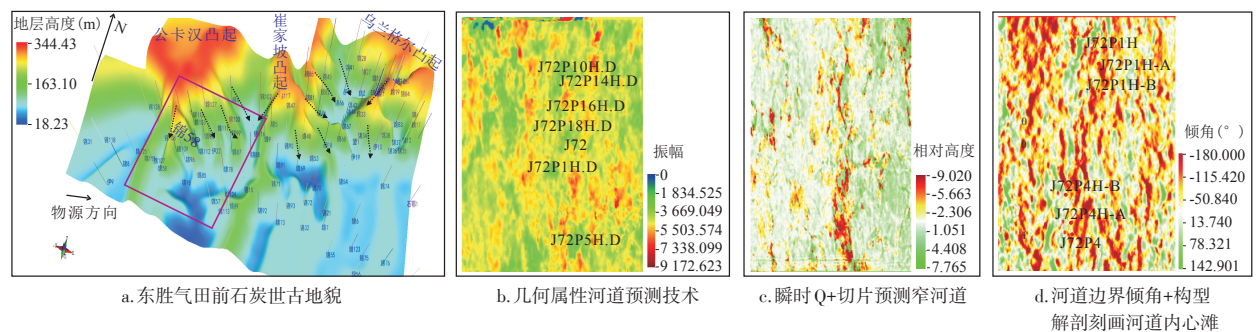


图2 复杂气水关系油藏储层精细描述技术

Fig. 2 Detailed description and evaluation methods for reservoirs with complex gas-water relationship

了实处。

#### 2.2.4 集成优快钻井技术,极优连通“甜点”

一是兼顾稳井壁与防漏失,钻井周期大幅缩短。东胜气田钻井过程中漏塌严重、固井失返,施工全过程环保要求高,需缩短钻井周期、提高固井质量、降低环保风险,才能保障气田的经济高效开发,为此,创新“井、震、测”地质工程一体化井壁稳定、井间协同防漏等技术,减少漏塌复杂处理时间,钻井周期缩短51%以上(图6)。

二是兼顾安全建井与储层保护,钻井质量大幅提高。创新致密砂岩储层伤害定量化评价方法,完善了储层自吸能力量化、侵入能力量化、护壁能力量

化等宏观评价方法,引入了矿物组分变化、岩心架构变化、渗流通道变化等微观评价方法,形成了“无土相、低密度、强酸溶、短浸泡”的储层保护技术,钻井质量提升,有效支撑效益开发,实现自然建产10井次,明确了自然建产条件,具有广阔的应用前景。

三是兼顾集约化钻井和排水采气需要,钻井投资大幅降低。创新 $6\frac{1}{2}$ 小井眼钻井及窄间隙固井技术(固井环空间隙1"),在石化上游企业首次规模化应用,与 $8\frac{1}{2}$ 井眼相比,单井钻井废弃物减少40%、投资降低31%、周期缩短47%。钻井质量的提升、钻井周期的缩短有效降低了工程成本,为星级管理单井内部收益率的提升起到了至关重要的作用。同时

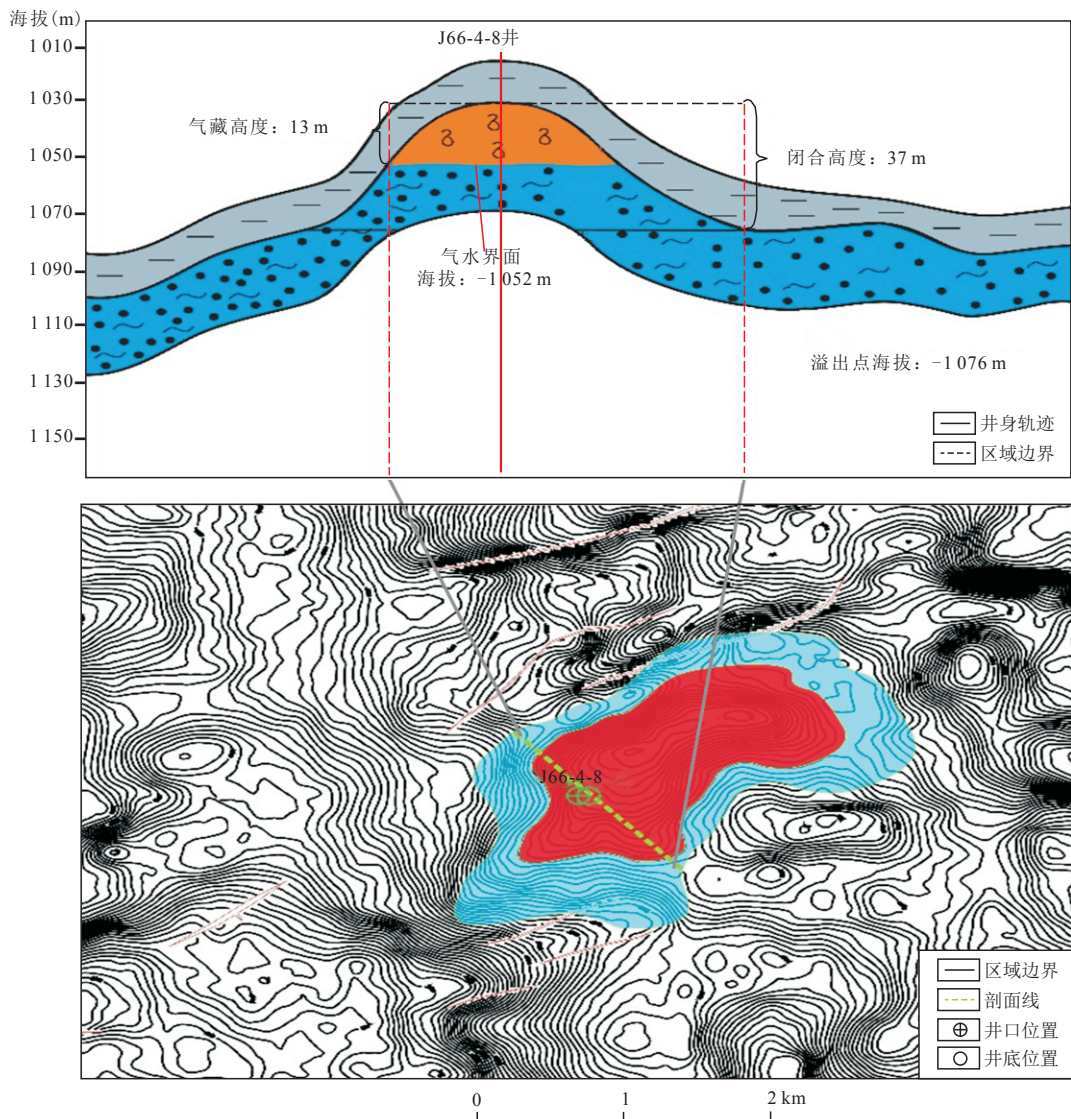


图3 鄂尔多斯盆地东胜气田锦66-4-8井盒1段背斜圈闭剖面与平面

Fig. 3 Profile and plan of He-1 anticline trap in Well-Jin66-4-8 located in Dongsheng Gas Field of Ordos Basin

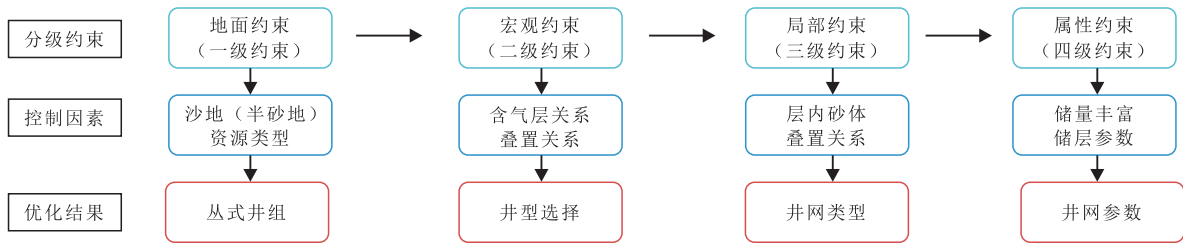


图4 “分级约束”井网优化设计体系

Fig. 4 Hierarchical constraints system for well network optimization

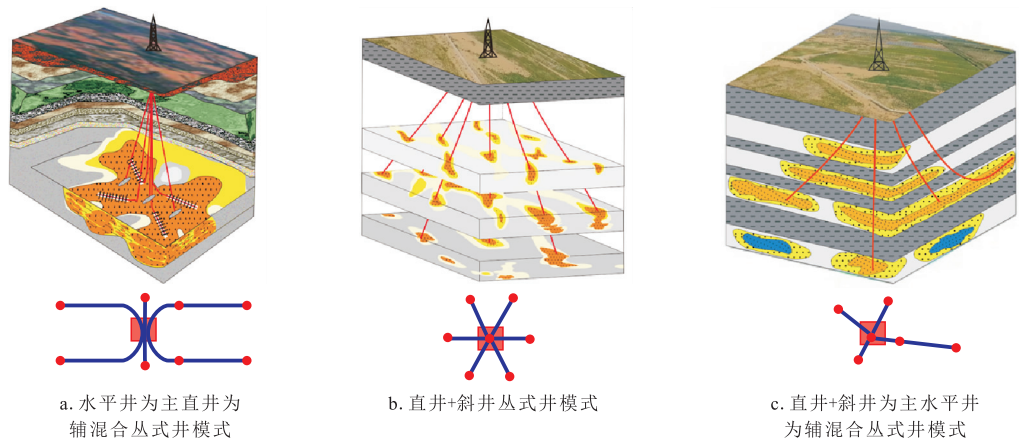
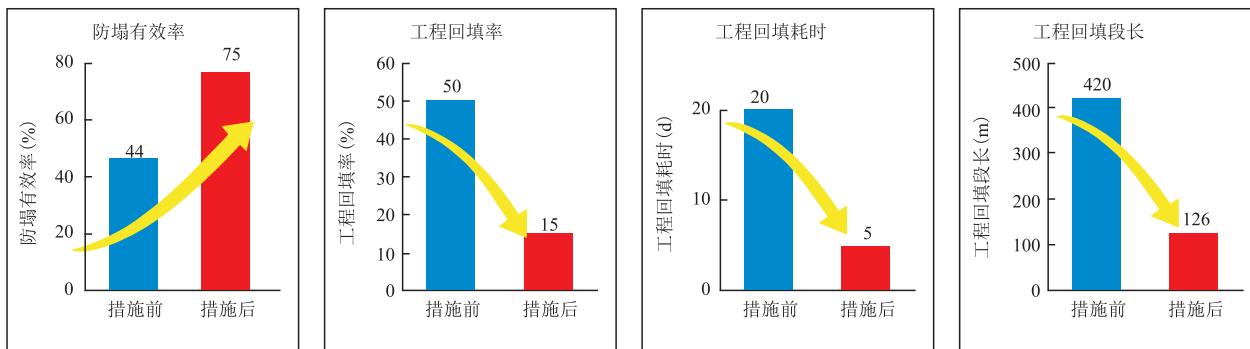
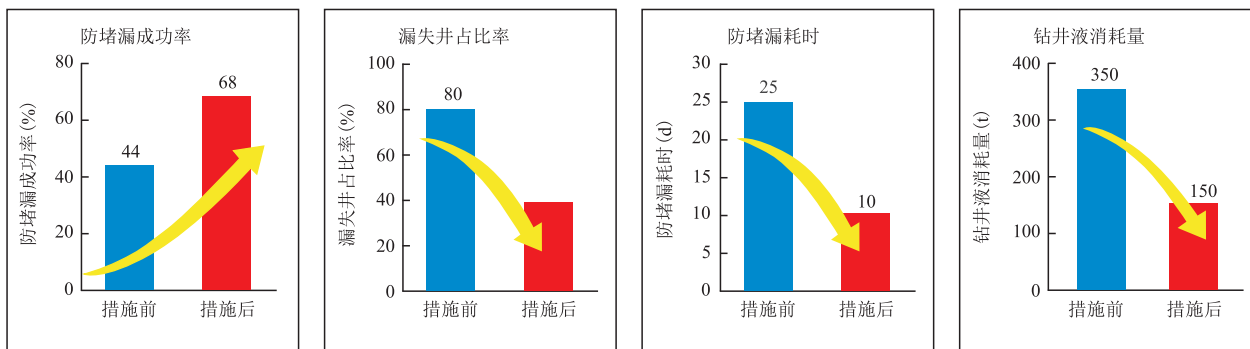


图5 不同油藏类型井网部署方式

Fig. 5 Well networks for different reservoirs



a. “井、震、测”地质工程一体化



b. 井间协同防漏技术与效果

图6 兼顾井壁稳定和防漏失的钻井技术

Fig. 6 Drilling technology with both borehole stability and leakage prevention being considered

6 $\frac{1}{2}$ 井眼+4 $\frac{1}{2}$ 套管组合可以实现4 $\frac{1}{2}$ 可溶桥塞压裂(中等排量)和1~10 m<sup>3</sup>/10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>的携液量,为下游压裂和生产板块做了很好地铺垫和优化。

### 2.2.5 研发精准压裂技术,极限激活“甜点”

一是突破传统的压裂理念。早期由于担心“压后高产水”,采用小规模压裂导致气井产量不高。目前排水工艺取得突破,采用“大排量、短时间、高砂比”大规模压裂,单井产量大幅提升。其中,直井提升至1.72×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,增幅56%;水平井提升至3.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,增幅39%。产量的极致释放,大大提升了单井的内部收益率,单井星级进一步提升。

二是突破微裂缝发育储层压裂技术。针对裂缝发育含水气藏,采用密切割混合水体积压裂技术<sup>[9]</sup>,充分沟通利用天然裂缝,扩大改造体积34.8%,应用25口井,水平井平均日产气由2.4×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>增至3.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,提高35%;直井单井产量由1.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d增至1.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,提高45.5%(图7)。

三是突破气水关系复杂储层压裂技术。针对气水关系复杂储层压后高产液低产气的问题,创新差异化透气疏水压裂技术。针对构造控藏+底水的油藏,采用顶部负压超深穿透射孔自然求产;针对气水异层油藏,采用适度规模控缝压裂,配套透气阻水材料;针对气水同层油藏,采用大规模体积改造,配套疏水支撑剂。压后平均单井产量相比常规工艺增产2倍以上<sup>[10]</sup>。

四是突破薄互层储层压裂技术。东胜气田锦58井区主力气层盒1段纵向发育多套小层,隔夹层厚度变化大、应力差异大,采用常规压裂技术仅能动用一套气层。为进一步提高储量动用率,着重考虑水平应力差和隔层厚度对缝高的影响,创新建立穿层压裂图版并形成水平井穿层压裂技术(图8)。实施58口井,日产气提高47%,储量动用率提高30%<sup>[11-15]</sup>。

### 2.2.6 创新排采集输技术,极致品尝“甜点”

一是攻关中高液气比排液技术。针对中高液气比气井排采难题,创新“多参数定量识别、嘴流管流两相耦合、泡排+”排采技术组合,井下节流工艺液气比应用界限由1 m<sup>3</sup>/10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>拓展至10 m<sup>3</sup>/10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。应用190

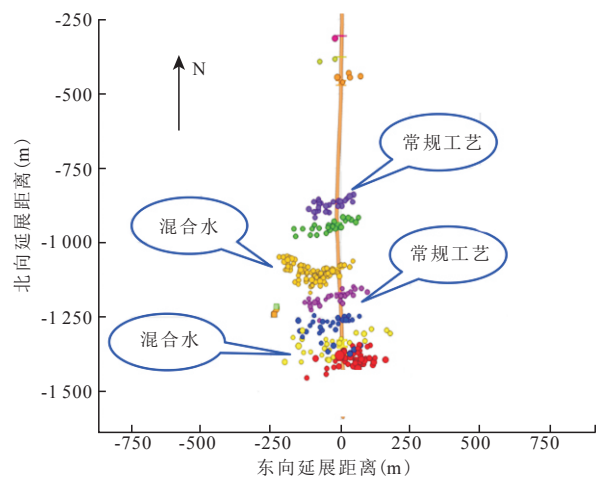


图7 井下微地震监测结果

Fig. 7 Results of downhole micro-seismic monitoring

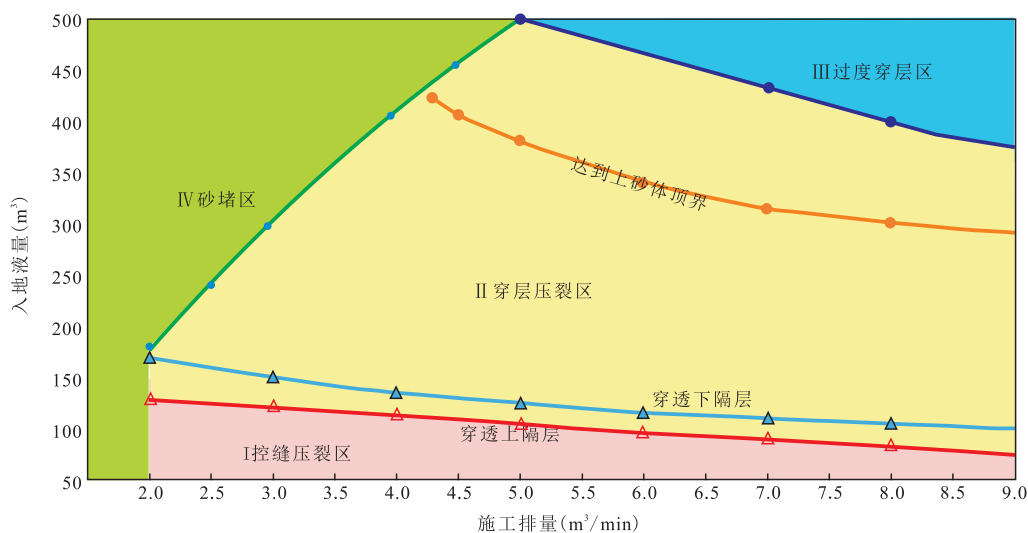


图8 鄂尔多斯盆地东胜气田三套气层穿层压裂参数图版(隔层厚度6 m)

Fig. 8 Parameters plate for penetrating three strata by fracturing of Dongsheng Gas Field in Ordos Basin (Interlayer thickness is 6 m)

口井,生产时率提高至98.3%(图9)。

二是攻关高产液气井排采技术。针对高产水气井产能释放难、水处理成本高的难题,集成创新“井下分离+井下分流”同井采注技术,实现高液气比气井(液气比大于 $10\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ )产能有效释放,将含气饱和度动用下限由55%降至45%。

三是攻关绿色高效采输技术。针对单井液量大、递减快、压损大的难题,优化形成以“单井计量、多井串接、气液混输”为核心的低压串接与回压控制技术,集输半径由8 km增大至17.8 km,实现“零注醇、低压损”,助力含水气藏绿色高效集输。

四是智能应用一体化降本增效。建成“信息化井场+无人值守集气站+气田中控中心”三级平台;人均产量提升近5倍,人均管理井数提升3倍;研发以加注时机预测、加注制度优化为核心的智能加注系统,实现全面智能化泡排。

先进高效的地面生产工艺配套,将前期的地质工程一体化星级成果落到了实处,为产能最大化地释放提供了平台。

除此之外,坚持“向资源要效益、甲乙双方共赢”理念,坚定不移走工程技术服务市场化之路,引入民企竞标,主动营造良好竞争氛围,推进钻井、试油单井招投标管理,培育出技术管理实力较强的一体化施工战略承包商,为技术进步、产量提高、降本增效和实现高含水气藏一体化高效勘探开发奠定基础<sup>[16]</sup>。

## 2.3 星级管理实施实例

### 2.3.1 方案迭代提质量,打磨完的都是精品

推行“一体化经营”理念,地下地上充分融合,各专业各系统多轮次同步优化提升,打磨提升方案质

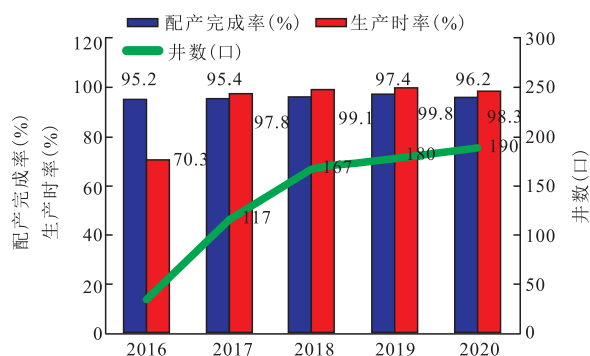


图9 鄂尔多斯盆地东胜气田历年生产情况统计  
Fig. 9 Production statistics of Dongsheng Gas Filed in Ordos Basin in recent years

量,保障开发效益。以锦58井区2021年方案为例:从地质部署方案出发,通过多轮次集中讨论深化地质部署区域认识,明确储层发育特征,如物性特征、天然裂缝发育情况等,确定井位部署,预测储层钻遇情况、产气量、产水量等<sup>[17]</sup>。以实现地质部署方案目标编制针对性的工程工艺方案,并开展钻井、压裂、采气、地面、环保等投资预算,整合预算结果,结合方案部署井位预测产气量等,形成经济评价方案,根据经济评价结果决定是否采用该部署方案。方案井数从26口降至19口,内部收益率从7.8%提高到9.2%。通过各专业协同研究,井位论证精细化、经济评价全程化,不断迭代提升完善方案设计(图10)。

### 2.3.2 井位迭代提星级,先实施的都是五星

方案优化基础上,还要结合施工实际进行单井动态优化,保证实施效果都是五星级。JPH-469井于2020年8月中旬通过一体化优化选层,加大压裂规模和排量,预测产量从 $3.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 提高到 $4.8\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,实施过程中实时优化,变长缝压裂为密切割混合水体积压裂,单段加砂增加 $45\text{ m}^3$ ,排量提高至 $8\text{ m}^3/\text{min}$ ,实际产量 $6.8\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,较初期设计翻一番,单井等级从三星变五星,实现了实时迭代提升(图11)。单井方案提升的过程就是建立油藏—工程—地面—经济有机结合的“逆向设计、正向实施”开发模式的过程,真正做到了“一井一案”星级管理<sup>[18]</sup>。

### 2.3.3 一体化效果评价及持续滚动优化

单井实施后,地质开展钻遇效果分析,重点分析构造、储层及含气性方面,对每口井实钻靶体位置进行精确归位,更新地质模型、地球物理模型,提升油气藏描述精度;钻井工程结合投产产能、储量控制程度、采收率分析、经济评价,确定最优“甜点”位置、井位与设计轨迹;压裂工程方面分析储层改造对策,采气方面分析排水采气工艺,掌握气井投产后生产情况,做到全流程地质工程一体化分析,明确实施效果<sup>[18]</sup>。

方案实施后,从地质认识、实施效果、开发技术适应性、开发指标、钻井工程、采气工程、地面工程、项目财务及安全环保节能维稳等方面开展方案效果评估,针对方案实施过程中存在的问题和不足,及时开展分析和明确下步措施,指导后续方案编制,通过多轮次对比优化,持续迭代提升开发质量<sup>[19]</sup>。

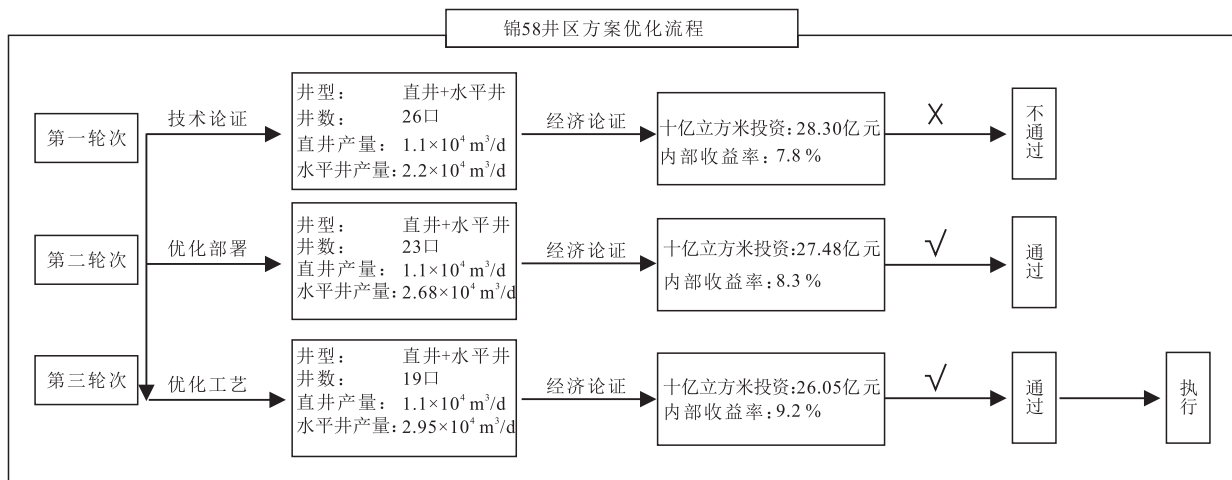


图10 鄂尔多斯盆地东胜气田锦58井区方案优化流程

Fig. 10 Scheme optimization process of Jin 58 Block located in Dongsheng Gas Field of Ordos Basin



图11 鄂尔多斯盆地东胜气田JPH-469迭代优化过程

Fig. 11 Iterative optimization process of Well-JPH-469 located in Dongsheng Gas Field of Ordos Basin

“十三五”以来,东胜气田单位完全成本、十亿立方米投资持续下降,单位盈利能力、利润水平持续向好,单位完全成本降至963元/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>,十亿立方米产建投资降至27.84×10<sup>8</sup>元,单位盈利能力和利润均由负转正,分别为348元/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>和3.5×10<sup>8</sup>元<sup>[20]</sup>(图12)。通过地质工程一体化星级管理的实践,趟出了一条高含水气藏的开发之路,实现了边际气田的规模效益建产,截至2020年,建成了年产15×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>的大气田,并将持续规模上产。

### 3 结论

东胜气田的高效开发说明地质工程一体化星级管理可以实现复杂高含水气藏的高效勘探和精准动用,是难动用区块高效开发的必由之路。

1) 星级管理以储量价值和投资效益最大化为目标,以地质工程一体化为手段,以各单井的收益率作为星级评判标准,与常规地质工程一体化相比,更加具备可量化性、可操作性和可评价性。

2) 星级管理首次实现了从勘探、开发、钻井、工程到生产的全覆盖式的地质工程一体化,更加注重追本溯源、本末兼顾,更加适用于区块资料较少的探区或者开发难度较大的复杂区块的规模建产,具备一定的推广价值。

3) 星级管理的实施是地质研究、工程工艺、地面工程和经济评价的充分融合的体现。可以充分发挥多学科的优势,保证信息互通,打破信息孤岛,将抽象的地质认识转化成为三维可视、可优化、可迭代的“透明”油气藏,为后续的工程、完井提供量化依据。全链条式的信息反馈和迭代提升赋予了地质工

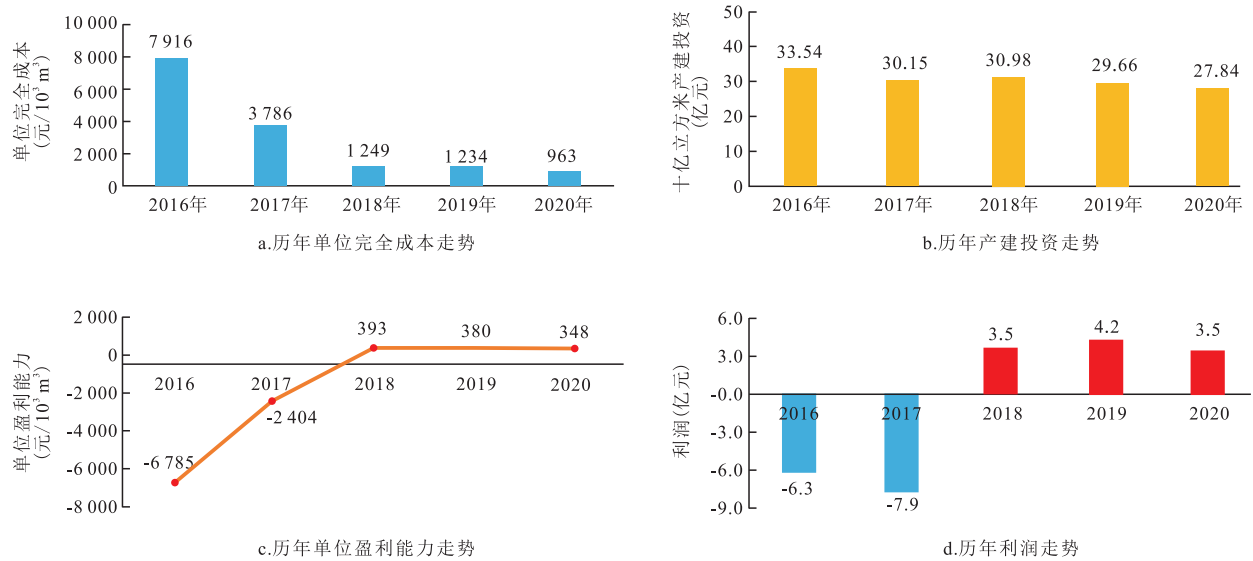


图12 “十三五”以来鄂尔多斯盆地东胜气田开发效果统计

Fig. 12 Development effect statistics of Dongsheng Gas field in Ordos Basin since the 13th Five-Year Plan

程一体化新的内涵。

4) 通过星级管理实践形成了复杂高含水气藏精细描述及评价方法、“分级约束”井网优化设计体系、“井、震、测”一体化井间协同防漏钻井技术、复杂气水关系气藏差异化储层改造技术和高液气比气井排水采气技术。同时智能气田的建设可以充分落实地质工程一体化的成果,助力类似难动用区块的开发。

5) “十三五”以来,东胜气田单位完全成本、十亿立方米投资持续下降,单位盈利能力、利润水平持续向好,标志着中国石化在鄂尔多斯盆地复杂成藏领域取得了新突破,实现了走出大牛地的战略目标,提升了盆地北部构造过渡带致密—低渗气藏的资源价值。这不仅仅是技术创新的贡献,更是地质工程一体化理念不断更新提升的价值体现。

参考文献

[1] 胡文瑞. 地质工程一体化是实现复杂油藏效益勘探开发的必由之路[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(1): 1-5.  
HU Wenrui. Geology-engineering integration - a necessary way to realize profitable exploration and development of complex reservoirs[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 1-5.

[2] 段永明, 曾焱, 刘成川, 等. 窄河道致密砂岩气藏高效开发技术——以川西地区中江气田中侏罗统沙溪庙组气藏为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 58-65.  
DUAN Yongming, ZENG Yan, LIU Chengchuan, et al. Technologies for the efficient development of tight sandstone gas reservoirs in narrow channels: A case study of Middle

Jurassic Shaximiao Formation gas reservoir in the Zhongjiang Gas Field of western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 58-65.

[3] 谢玉洪, 蔡东升, 孙晗森, 等. 中国海油非常规气勘探开发一体化探索与成效[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 27-32.  
XIE Yuhong, CAI Dongsheng, SUN Hansen, et al. Exploration and effect of exploration and development integration in unconventional gas of CNOOC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 27-32.

[4] 鲜成钢, 张介辉, 陈欣, 等. 地质力学在地质工程一体化中的应用[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(1): 75-88.  
XIAN Chenggang, ZHANG Jiehui, CHEN Xin, et al. Application of geomechanics in geology-engineering integration [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 75-88.

[5] 张辉, 杨海军, 尹国庆, 等. 地质工程一体化关键技术 in 克拉苏构造带高效开发中的应用实践[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 120-132.  
ZHANG Hui, YANG Haijun, YIN Guoqing, et al. Application practice of key technologies of geology-engineering integration in efficient development in Kelasu structural belt[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 120-132.

[6] 梁兴, 王高成, 张介辉, 等. 昭通国家级示范区页岩气一体化高效开发模式及实践启示[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(1): 29-37.  
LIANG Xing, WANG Gaocheng, ZHANG Jiehui, et al. High-efficiency integrated shale gas development model of Zhaotong National Demonstration Zone and its practical enlightenment [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 29-37.

[7] 谢军, 鲜成钢, 吴建发, 等. 长宁国家级页岩气示范区地质工程一体化最优化关键要素实践与认识[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 174-185.  
XIE Jun, XIAN Chenggang, WU Jianfa, et al. Optimal key

- elements of geoenvironment integration in Changning National Shale Gas Demonstration Zone[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 174-185.
- [8] 黄浩勇, 范宇, 曾波, 等. 长宁区块页岩气水平井组地质工程一体化[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(1): 175-182.  
HUANG Haoyong, FAN Yu, ZENG Bo, et al. Geology engineering integration of platform well in Changning Block[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(1): 175-182.
- [9] AHMED T. Reservoir engineering handbook[M]. 4th ed. UK: Gulf Professional Publishing, 2010: 533-536.
- [10] ECONOMIDES M J, HILL A D, ECONOMIDES C E, et al. Petroleum production systems[M]. 2nd ed. US: Prentice-Hall Publishing, 2012: 636-643.
- [11] MAYERHOFER M J, LOLON E P, YOUNGBLOOD J E, et al. Integration of microseismic fracture mapping results with numerical fracture network production modeling in the Barnett Shale[C]// paper SPE-102103-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 24-27, 2006, San Antonio, Texas, USA, September, 2006.
- [12] 乐宏, 杨兆中, 范宇. 宁209井区裂缝控藏体积压裂技术与应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(5): 86-98.  
LE Hong, YANG Zhaozhong, FAN Yu. Research and application of fracture control volume fracturing technology in Ning 209 area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 42(5): 86-98.
- [13] 刘洪平, 赵彦超, 孟俊, 等. 压裂水平井产能预测方法研究综述[J]. 地质科技情报, 2015, 34(1): 131-137.  
LIU Hongping, ZHAO Yanchao, MENG Jun, et al. Methodologies of predicting the fractured horizontal well production[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(1): 131-137.
- [14] BROWN M L, OZKAN E, RAGHAVAN R S, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(2): 663-676.
- [15] 高英. 薄互层低渗透油藏压裂开发裂缝扩展规律及产能预测研究[D]. 北京: 北京科技大学, 2015.
- GAO Ying. Productivity prediction of fractured well and propagation law of hydraulic fractures in thin inter-bedded low permeability reservoirs[D]. Beijing: University of Science and Technology, 2015.
- [16] 吴奇, 梁兴, 鲜成钢, 等. 地质—工程一体化高效开发中国南方海相页岩气[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(4): 1-23.  
WU Qi, LIANG Xing, XIAN Chenggang, et al. Geoscience-to-production integration ensures effective and efficient South China marine shale gas development[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(4): 1-23.
- [17] 张秦汶. 水平井压裂产量预测理论研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.  
ZHANG Qinwen. The theoretical research of productivity prediction for fractured horizontal wells[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [18] 孙宏亮, 梁瑜, 王晶, 等. 吐哈油田复杂油藏勘探地质工程一体化精细管理实践[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 196-202.  
SUN Hongliang, LIANG Yu, WANG Jing, et al. Precise management based on geology-engineering integration for exploration of complex oil reservoirs in Tuha oilfield[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 196-202.
- [19] 张合文, 崔明月, 张宝瑞, 等. 低渗透薄层难动用边际油藏地质工程一体化技术——以滨里海盆地Zanazour油田为例[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 203-209.  
ZHANG Hewen, CUI Mingyue, ZHANG Baorui, et al. Geology-engineering integration for low-permeability and thin marginal reservoirs: a case study on Zanazour oilfield, Pre-Caspian Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 203-209.
- [20] 常少英, 朱永峰, 曹鹏, 等. 地质工程一体化在剩余油高效挖潜中的实践及效果——以塔里木盆地YM32白云岩油藏为例[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(1): 46-52.  
CHANG Shaoying, ZHU Yongfeng, CAO Peng, et al. Application of geology-engineering integration in high-efficiency remaining oil potential tapping and its results: a case study on YM32 dolomite oil reservoirs in Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 46-52.

(编辑 柳超超)