

鄂尔多斯盆地低渗-致密气藏水平井全生命周期开发技术及展望

李进步^{1,2}, 崔越华^{1,2}, 黄有根^{1,2}, 费世祥^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018)

摘要:基于鄂尔多斯盆地天然气开发实践,系统描述了低渗-致密气藏地质特征。依据水平井开发的主要对象、技术参数和生产指标等因素,将水平井开发历程划分为实践探索、攻关试验、规模应用和优化提升4个阶段。详细阐述了鄂尔多斯盆地水平井开发的技术内涵,系列开发技术包括多学科甜点优选技术、多层系大井丛整体部署技术、多专业融合导向技术、精细化压裂改造技术以及全生命周期生产管理。综合评价了不同气藏水平井的开发效果及潜力,认为致密气水平井具有良好的开发效果和前景;明确了加强多学科全过程联合研究是水平井技术发展的主要方向,也是实现低品位天然气资源规模、效益开发的关键。今后面对深、薄、低丰度等更为复杂的开发对象,将针对性地优化、提升苏里格等老气田水平井技术,攻关形成庆阳、宜川等新气田水平井配套技术,超前储备页岩气、煤层气等新型天然气资源水平井有效开发技术,为鄂尔多斯盆地天然气上产及稳产提供技术保障。

关键词:水平井;开发技术;低渗-致密气藏;天然气;长庆油田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Technologies and prospect of full-cycle development of low-permeability tight gas reservoirs with horizontal wells, Ordos Basin

LI Jinbu^{1,2}, CUI Yuehua^{1,2}, HUANG Yougen^{1,2}, FEI Shixiang^{1,2}

(1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-permeability Oil and Gas Reservoirs, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: The geological characteristics of low-permeability tight gas reservoirs (developed mostly with horizontal wells) in the Ordos Basin are systematically described based on previous gas development experiences. A successful development of these reservoirs with horizontal wells usually comprises four stages based on a study of the targets, technical parameters, and performance indicators of the wells: exploring all possibilities, tackling technical problems, scaling up of technology implementation as well as optimization and improvement. The technical connotation of horizontal well development in Ordos Basin is elaborated and represented by a series of development technologies including multidisciplinary sweet spot optimization technology, overall deployment technology of multi-layer large well cluster, multidisciplinary integrated geosteering technology, and fine fracturing technology with a full life cycle production management. A comprehensive evaluation of gas development through horizontal wells from different types of gas reservoirs indicates that horizontal wells perform better in tight gas reservoirs, that strengthening the joint efforts on multi-disciplinary research for the whole process is the main direction of horizontal well technology development as well as the key to a large-scale development of low-grade natural gas resources with profit. For developing reservoirs with more complex conditions such as those buried deep in thin layers with low abundance of gas, horizontal wells will be further improved to deal with the challenges in the brown Sulige gas field where targeted optimization of the technology will be carried out, the green gas fields such as Qingyang and Yichuan where supporting technology will be developed,

收稿日期:2022-07-25;修订日期:2022-12-23。

第一作者简介:李进步(1974—),男,教授级高级工程师,油气田开发。E-mail:ljb2_cq@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:崔越华(1986—),男,高级工程师,低渗油气田开发。E-mail:cyh168_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05050,2016ZX05047-001);中国石油科技重大专项(2016E-0509)。

and the new forms of gas resources such as shale gas, coal-bed methane, etc., that require effective development technologies, thus ensuring a steady increasing gas production in the Ordos Basin.

Key words: horizontal well, exploitation technology, low-permeability tight gas reservoir, natural gas, Changqing Oilfield, Ordos Basin

引用格式:李进步,崔越华,黄有根,等. 鄂尔多斯盆地低渗-致密气藏水平井全生命周期开发技术及展望[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 480-494. DOI: 10. 11743/ogg20230218.

LI Jinbu, CUI Yuehua, HUANG Yougen, et al. Technologies and prospect of full-cycle development of low-permeability tight gas reservoirs with horizontal wells, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 480-494. DOI: 10. 11743/ogg20230218.

天然气是一种清洁高效的绿色低碳能源^[1],在世界能源消费中发挥着日益重要的作用,目前在中国一次能源消费结构中占比为8.5%。2020年9月,中国提出了2030年碳达峰与2060年前实现碳中和的战略发展目标。因此加快能源结构转型势在必行,天然气将在能源结构转换过程中发挥桥梁和纽带作用^[2],未来15年中国天然气行业将迎来战略发展时期^[3]。“十四五”期间,中国天然气市场仍将处于稳健增长阶段^[4],预计2040年后成为中国第一大化石能源^[5]。

低渗-致密气藏是中国重要的天然气资源^[6],主要分布在鄂尔多斯盆地、四川盆地以及塔里木盆地等区域,资源总量及开发潜力巨大^[7]。勘探开发成果表明,鄂尔多斯盆地低渗-致密气藏常规直井开发效益较差,水平井是其高效开发的重要方式^[8]。近年来,通过深化地质认识和创新关键技术,水平井在鄂尔多斯盆地低渗-致密气藏中实现工业化应用,促进了天然气业务跨越式发展^[9],天然气年产量达到 $450 \times 10^8 \text{ m}^3$,长庆油田成为中国最大天然气生产基地。在倡导生态优先、绿色低碳发展的背景下^[10],鄂尔多斯盆地天然气持续上产与稳产对中国意义重大。

按照长庆油田发展规划,2025年天然气年产量将达到 $550 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。随着勘探开发的不断深入,气田水平井开发面临诸多难题,主要表现为4个方面:①苏里格等老气田剩余开发对象储层品质变差,气藏“三低”特征更加突出^[11],水平井开发效果随之变差;②庆阳气田等开发新区具有埋藏深、厚度薄、丰度低的特征^[12],经济有效开发难度大;③地质-工程一体化研究亟需加强,水平井规模效益开发的技术配套还不完善^[13];④页岩气、煤层气等新型资源具有良好的开发潜力^[14-15],但尚未建立有效开发的技术体系。综合国内外水平井技术研究表明,地质、工艺、气藏等学科融合创新还不完善,尤其对鄂尔多斯盆地低渗-致密气藏地质-工程一体化、多专业联合导向、全生命周期管理等方面的研究较少,缺乏鄂尔多斯盆地页岩气、煤层气水平井开发方面的系统性研究。为此,结合鄂尔多斯盆地天然气水平井开发现状与技术

需求,全面回顾水平井开发历程,总结分析了不同气藏水平井开发的技术及成效,进一步明确了鄂尔多斯盆地天然气水平井发展方向,旨在建立不同天然气资源完备的高效开发技术体系,为实现鄂尔多斯盆地天然气业务高质量发展保驾护航,确保国家能源安全,助力中国能源结构加快转型。

1 地质特征

鄂尔多斯盆地是中国第二大沉积盆地,被划分为伊陕斜坡、环坳陷等6个构造单元^[16],经历了多期沉积及成藏演化,广泛发育厚层烃源岩及碳酸盐岩、低渗砂岩、致密砂岩等储层,天然气顺高角度缝和微构造缝运移并沿优势储层充注,呈“满盆含气”的分布格局^[17]。在广覆式生烃、大面积成藏背景下^[18],纵向发育多套含气层系,上古生界主要有二叠系下石盒子组盒8段和山(山西组)1段岩性气藏^[19],下古生界主要有奥陶系马家沟组古地貌气藏^[20]。按照岩性、物性特征划分为低渗碳酸盐岩、低渗砂岩和致密砂岩3类气藏;总体具有储层品质差、非均性强、储量丰度低、压力系数低的特征,其中,致密砂岩气藏为覆压基质渗透率 $\leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (样品占比超过50%)的砂岩气藏。低渗碳酸盐岩气藏埋深为3 200~3 900 m,主要含气层为马家沟组五段马五¹⁺²和马五⁴⁽¹⁾亚段,属于潮坪相、台地相沉积,气层厚度为4~10 m,渗透率为 $0.15 \times 10^{-3} \sim 10.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层压力系数为0.80~0.96,平均储量丰度为 $0.55 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;低渗砂岩气藏埋深主要为2 650~3 100 m,主要含气层为山2段,属于曲流河沉积,气层厚度为3~17 m,渗透率为 $0.20 \times 10^{-3} \sim 8.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层压力系数0.85~0.98,平均储量丰度为 $0.93 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;致密砂岩气藏埋深主要为2 800~3 700 m,主要含气层为盒8段和山1段,属于辫状河^[21]、曲流河^[22]沉积,气层厚度为3~15 m,渗透率为 $0.10 \times 10^{-3} \sim 1.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层压力系数为0.78~0.95,平均储量丰度为 $1.15 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (图1;表1)。

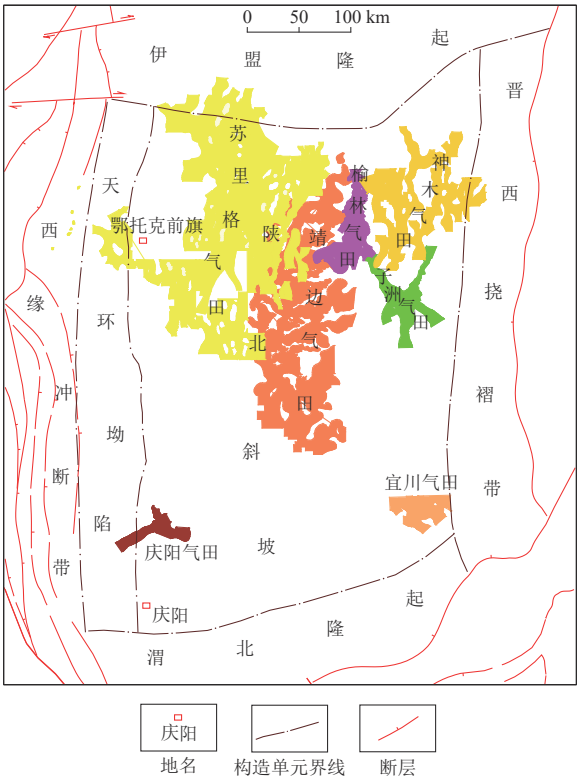


图1 鄂尔多斯盆地低渗-致密气藏分布

Fig. 1 Distribution of low-permeability tight gas reservoirs in the Ordos Basin

致密砂岩气藏储量占比79%，是气田开发的主力。根据储层地质特征，将其划分为盆地西北部苏里格气田盒8段与山1段气藏，盆地东部神木气田多层系气藏，盆地西南部庆阳气田山1段深薄层气藏。与北美地区致密气相比，鄂尔多斯盆地致密气更为复杂，整体具有埋深大、储层薄、丰度低的特征^[23]，盆地东部与西南部致密砂岩气藏储量丰度更低，气藏有效开发属于世界级难题。近年来，90%以上开发对象是致密砂

岩气藏，有效砂体规模更小、非均质性更强、含气性更差。水平井能够降低非均质性的影响，同时沟通多套含气砂体(图2)，目前已成为致密气开发的主要手段^[24]。

2 水平井开发历程

2001年，受北美等国外非常规天然气开发的启示，鄂尔多斯盆地先后针对低渗碳酸盐岩、低渗砂岩和致密砂岩气藏开展了地质与工程等综合研究和攻关试验^[25]，经过多年的理论创新和技术进步，形成了具有长庆特色的天然气水平井开发配套技术。依据水平井开发的主要对象、技术参数和生产指标等因素，将其划分为实践探索、攻关试验、规模应用和优化提升4个阶段(图3)。

2.1 实践探索(2001—2006年)

为了有效提升致密气开发效益，借鉴北美非常规气藏水平井开发理念，探索大型陆相强非均质致密气藏有效开发技术^[26]。在苏里格气田先后实施了苏平1井和苏平2井，受砂体描述方法单一、水平井导向经验欠缺、钻井技术配套不完善等因素影响，平均钻井周期是225 d，水平段长度为836 m，有效储层长度为200 m，苏平1井试气无阻流量为 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，苏平2井因产水未投产，实施效果较差。

2.2 攻关试验(2006—2010年)

苏里格等主力气田进入规模开发阶段，投产井大幅增加，单井产量较低，气井管理难度增大。为了解决多井低产的矛盾，实现气田开发提质增效，再次攻关水平井开发配套技术^[27]。在地质认识较高的块状厚层砂体发育区筛选有利目标，利用骨架井描述砂体及构

表1 鄂尔多斯盆地不同气藏地质条件及开发特征参数

Table 1 Geological conditions and development characteristic parameters of different gas reservoirs, Ordos Basin

天然气藏类型	碳酸盐岩气藏	低渗砂岩气藏	致密砂岩气藏
典型气田	靖边气田	榆林气田	苏里格气田
埋深/m	3 200 ~ 3 900	2 650 ~ 3 100	2 800 ~ 3 700
沉积相	潮坪、台地	曲流河	曲流河、辫状河
储层厚度/m	5 ~ 15	5 ~ 32	40 ~ 60
气层厚度/m	4 ~ 10	3 ~ 17	3 ~ 15
储集空间	溶孔、晶间孔、晶间溶孔	粒间孔、溶蚀孔	残余粒间孔、溶蚀孔、晶间孔
孔隙度/%	4.4 ~ 8.6	6.3 ~ 8.8	4.5 ~ 9.7
平均渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	2.63	4.85	0.73
地层压力系数	0.80 ~ 0.96	0.85 ~ 0.98	0.78 ~ 0.95
储量丰度/($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$)	0.55	0.93	1.15
直井日产气量/(10^4 m^3)	3.0	2.4	1.0

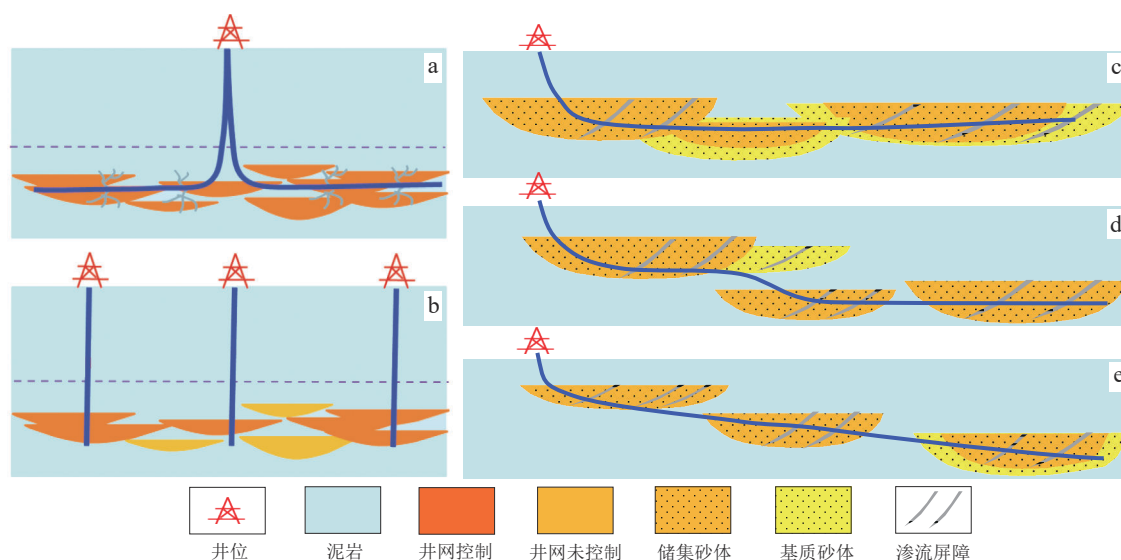


图2 鄂尔多斯盆地致密气藏水平井开发效果示意图

Fig. 2 Schematic diagram showing the development of tight gas reservoirs through horizontal wells, Ordos Basin

a. 水平井开发; b. 直井开发; c. 平直式井眼轨迹; d. 阶梯式井眼轨迹; e. 大斜度井眼轨迹

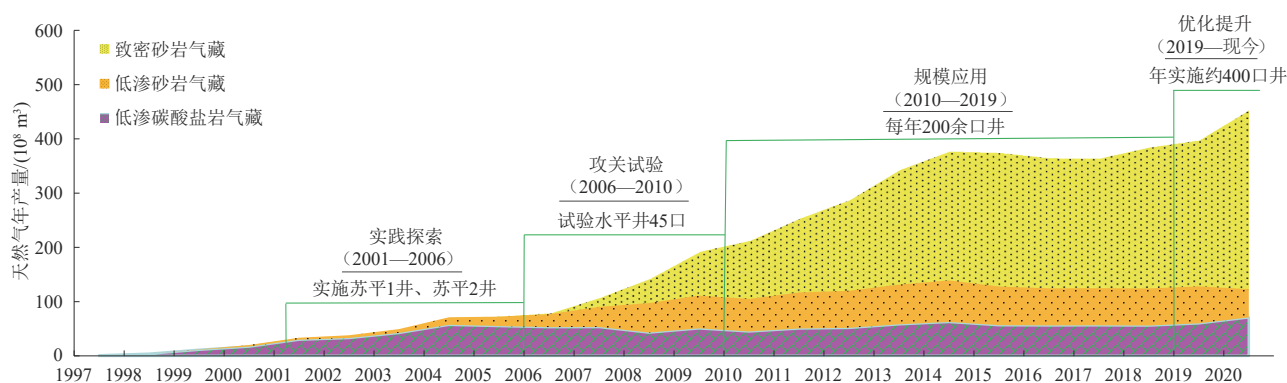


图3 鄂尔多斯盆地天然气水平井开发历程

Fig. 3 History of gas development through horizontal wells in the Ordos Basin

造特征,局部实施导眼井,期间完钻水平井45口,平均钻井周期为127 d,水平段长度为700~800 m,储层钻遇率为72%,有效储层钻遇率为46.4%,试气无阻流量为 $38.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,初期产量为直井3倍以上,水平井开发效益为直井开发效益的3~5倍。

2.3 规模应用(2010—2019年)

结合各区块地质条件、井控程度等因素,推广水平井差异化部署模式^[28],实现了苏里格气田规模有效开发,形成了“集群化部署、差异化设计、工厂化作业”等关键配套技术,年完钻水平井超过百口,累计完钻水平井1700余口,单井场辖井数6口,平均钻井周期为68 d,水平段长度为1176 m,储层钻遇率达到80.3%,有效储层钻遇率达到58.6%,试气无阻流量为 $44.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井产量为直井产量的3~5倍,先后建成了

9个致密气水平井整体开发区,水平井产量占比从1.1%提高到29.5%。

2.4 优化提升(2019年至今)

长庆油田进入“二次加快发展”阶段,为了实现新形势下气田开发目标,复杂致密气规模效益开发是核心关键^[29]。围绕气田提产增效,开展了地质、地震等多学科联合攻关,创新形成了“多学科实时导向、水平井优快钻井、桥塞分段压裂”等关键技术,降低了致密气藏含气饱和度下限,扩大了水平井开发范围,年实施水平井400口以上,水平井建产比例约为50%,平均钻井周期为57 d,水平段长度为1197 m,钻遇储层段长度为1020 m,有效储层长度达到766 m,试气无阻流量为 $62 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,高质量建成了中国最大致密气开发示范区。

3 水平井地质-工程一体化技术序列

针对低渗-致密气藏水平井开发难点,开展了储层精细表征、井型井网优化等研究^[30-31]。2019年,重点围绕“提高致密气单井产量,探索高效开发模式,降低含气饱和度动用下限”的目标,建立了以“多学科甜点优选、多层系大井丛整体部署、多学科融合导向、精细化压裂改造、全生命周期生产管理”为核心内涵的水平井技术序列。

3.1 多学科甜点优选技术

储层地质甜点优选是水平井高效开发的基础^[32]。常规地质甜点优选主要利用砂体描述、储层评价、动态论证等方法^[33],受地震资料品质、井控程度等因素影响,储层地质甜点优选可靠性较低。近年来,依托地质-工程一体化提产增效,深化地质、地震等学科联合研究,多维度定量化表征储层,高效筛选了水平井开发甜点,指导优化部署及设计,从源头上确保了实施效果。

3.1.1 平面部署“甜点区”预测

按照“地震空间预测、地质精细解剖、模型精准表征”的思路,综合运用地震反演、储层构型、地质建模等方法精细描述河流相储层。针对黄土塬等地貌特征,形成“井震混采”激发、高密度节点接收技术,配套低频可控震源等新装备,创新了适应复杂条件的“宽频、宽方位、高密度”三维地震采集技术^[34],突破了地震采集禁区,获得了高品质资料。利用粘弹性介质近地表Q吸收补偿与Q偏移成像处理技术,信噪比由4增加到9,主频由25 Hz提高至35 Hz,频宽由10~56 Hz拓宽为4~65 Hz,形成了“高保真、高分辨率”处理技术。通过优势属性融合和三维逐级相控地质统计学反演,多

轮次精细刻画构造及有效储层展布,预测精度由25~30 m提高到5~10 m(图4),薄储层预测符合率为87.3%,建立了以薄储层预测为目标的“采集、处理、解释”一体化技术体系。

在储层构型及含气性评价等成果基础上^[35],重点分析了1 000多口水平井砂泥岩组构特征,描述尺度精细到2 m,厘定了心滩、边滩等不同构型单元的规模,形成了“复合河道-单河道-单砂体”分级量化表征技术,建立了完善的河流相储层地质知识库。以地质知识库为指导,充分利用三维地震、水平井等多源信息为约束,采用“确定与随机结合、分级相控、地震约束”的方法建立地质模型。验证表明,地质模型符合率由70%左右提高到90%以上,精细描述了储层展布特征(图5)。

岩溶古地貌对碳酸盐岩储层溶蚀孔缝有重要的控制作用。不同古地貌形态岩溶强度差异大,影响溶蚀孔洞、微裂缝发育及其分布,也对侵蚀沟槽展布趋势具有指向意义。围绕低渗碳酸盐岩气藏水平井开发有利区优选,在三维地震构造及储层预测基础上,依据印模法、残厚法、层拉平法等基本原理,选取顶底等时界面和基准井点,求取各井点古地貌高程,结合地层、岩性等特征精细识别残丘、缓坡、潜坑等古地貌单元,实现了碳酸盐岩气藏定量化、精细化古地貌恢复,建立了古地貌分布新模式,综合沟槽发育特征、气-水分布规律等认识,指导优选了水平井部署有利区。

3.1.2 纵向目标“甜点”预测

针对低渗-致密砂岩气藏纵向目标优选,采用有效开发下限及地质统计学方法^[36],综合考虑砂体发育特征、储层静态参数、生产动态指标等因素进行有利目标评价^[37],将单套空间连通砂体地质储量占井控储量的比例定义为储量集中度,建立了以储层物性、储量丰度、储量集中度为约束的水平井目标层优选标准

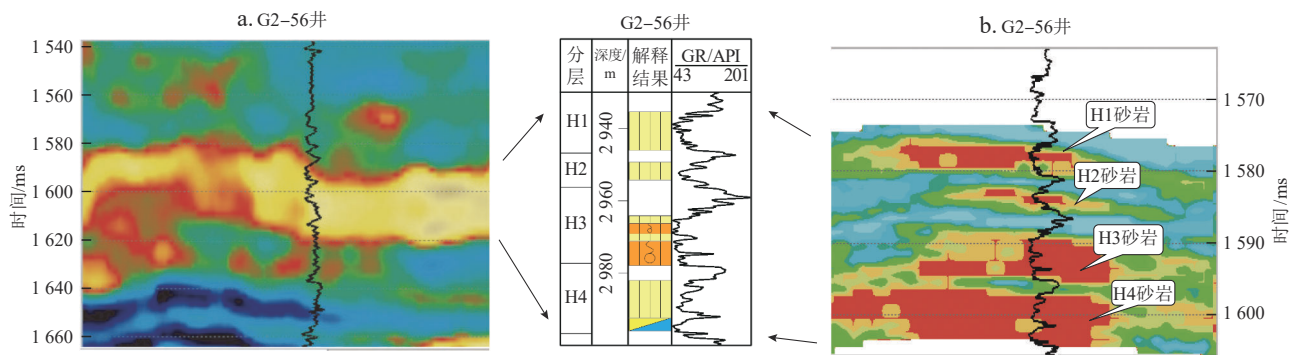


图4 鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏三维地震储层精细预测

Fig. 4 3D seismic fine prediction of tight sandstone gas reservoirs, Ordos Basin

a. 原始的储层解释剖面; b. 高精度处理后的储层处理结果

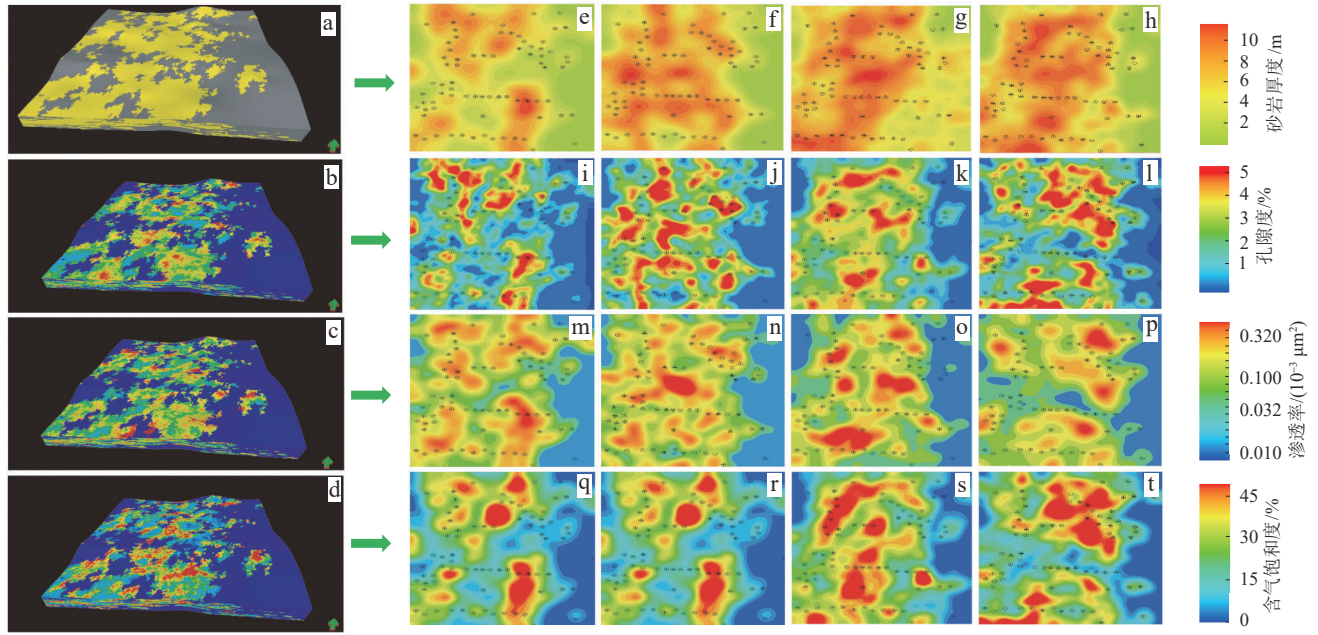


图5 鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏高精度三维地质建模

Fig. 5 High-precision 3D geological modeling of tight sandstone gas reservoirs, Ordos Basin

a. 岩性模型; b. 孔隙度模型; c. 渗透率模型; d. 含气饱和度模型; e. H1层砂岩厚度分布; f. H2层砂岩厚度分布; g. H3层砂岩厚度分布; h. H4层砂岩厚度分布; i. H1层孔隙度分布; j. H2层孔隙度分布; k. H3层孔隙度分布; l. H4层孔隙度分布; m. H1层渗透率分布; n. H2层渗透率分布; o. H3层渗透率分布; p. H4层渗透率分布; q. H1层含气饱和度分布; r. H2层含气饱和度分布; s. H3层含气饱和度分布; t. H4层含气饱和度分布

(表2)。结合不同区带水平井分析表明,水平段长度与经济极限储量丰度呈负相关,水平段长度800,1 000,1 200和1 500 m对应的储量丰度下限分别为 0.83×10^8 , 0.75×10^8 , 0.68×10^8 和 $0.58 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;有效厚度与储层渗透率也呈负相关。以累产气 $4\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$,水平井产量为直井产量的3倍为约束条件,明确了不同厚度储层水平井开发的物性下限,其中,有效厚度4,6和8 m对应的渗透率下限分别为 0.58×10^{-3} , 0.33×10^{-3} 和 $0.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。结合地面及井控程度

等因素,利用储量丰度、储量集中度、主次产层渗透率比值等参数准确优选了不同气藏水平井目标层,提高了纵向选层的科学性和针对性。

针对低渗碳酸盐岩气藏纵向目标优选,结合沉积成岩相和小幅度构造等研究成果,明确了纵向选层原则:①主力层厚度5 m以上,分布稳定;②岩溶古地貌为残丘或缓坡;③沟槽相对落实,区域构造相对平缓;④避开地层水富集区;⑤气层渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,微裂隙较发育的储层。

表2 鄂尔多斯盆地低渗-致密砂岩气藏水平井目标层优选标准

Table 2 Selecting criteria of target layers for horizontal wells in low-permeability tight sandstone gas reservoirs, Ordos Basin

气田	区带类型	储层特征	储量集中度/%	砂岩有效厚度/m	主、次产层渗透率比值	水平井部署条件
苏里格气田	I类富集区	块状砂体发育,主力层明显	75.1	9.3	0.8~5.9	储量丰度 $0.85 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上;盒8段储量集中度70%以上;主次产层渗透率比值1~4;心滩、河道砂体为主;砂岩有效厚度4 m以上
	II类富集区	砂体多期叠置,含气性好	71.4	8.3	1.2~4.8	
	致密区	叠置砂体较发育,含气性差	45.5	7.4	0.7~14.0	
	含水区	砂体多期发育,气-水关系复杂	55.2	7.1	0.5~6.8	
神木气田	—	多薄层发育,砂体规模有限	75.0	7.8	0.8~3.9	储量丰度 $0.57 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上;太原组储量集中度75%以上;主、次产层渗透率比值1~4;河道砂岩为主;砂岩有效厚度5 m以上
庆阳气田	—	埋藏深、厚度薄、层系单一	86.2	5.6	1.2~6.8	储量丰度 $0.52 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上;山1段储量集中度85%以上;主、次产层渗透率比值1~4;河道砂体为主;砂岩有效厚度5 m以上

3.2 多层系大井丛整体部署技术

井网井型设计是气藏高效开发的核心^[38]。基于地质精细解剖、动态及效益指标评价等认识^[39-40],优化井型组合及井身结构,水平井开发实现了由“富集区优先动用”向“空间整体动用”的理念转变,形成了水平井组立体开发、水平井组整体开发和混合井组开发3种差异化布井模式(图6)。综合考虑气藏埋深、砂体规模等因素,开展了气藏工程研究与经济效益评价,主要采用泄气半径、数值模拟等方法论证了合理井距,建立了不同井型储量丰度与井控面积之间的关系模型,优化形成了基于储层发育规模和空间叠置关系的差异化井网系统。近年来,为充分提高致密气产量,积极采用多元化的井身结构提高水平井开发规模,未动用区规模推广常规水平井、二开水平井、三开优化水平井,已开发区加强实施侧钻水平井,创新形成了致密砂岩气藏立体式多元化水平井组开发方式。通过采用大井丛一次性整体部署,单平台部署井数由2~4口提高到6~14口,便于大平台工厂化作业,可提高储量动用程度5%以上,节约井场用地,提高钻井及试气效率,助推了气田提质增效。

3.3 多专业融合导向技术

多专业精准地质导向是实现水平井高效开发的保障。鄂尔多斯盆地传统水平井导向主要为二维剖面模型导向,其核心是岩性、厚度、随钻测井等综合对比分析^[41]。随着开发对象日趋复杂,部分水平井距控制井较远或无有效控制井,加之,常规方法只考虑了单一剖面方向的储层变化,缺乏空间地质体完整性认识,导致水平井储层钻遇效果不理想。近几年,综合应用沉积、储层等理论,强化三维地震与地质建模实时导向,地震靶向预测,地质精细调控。按照地震定靶区、地质定靶点的原则,细化斜井段入靶及水平段钻进两个阶段的跟踪。在入靶阶段,根据标志层岩电响应、地层及构造特征,预设多个调整节点,应用厚度校正、岩性对比、随钻录井、测井等方法,实现了基于不同节点优化的逐级精细控制,指导水平井精确入靶。在水平段实施阶段,根据不同导向方法的优缺点(表3),强化地震空间预测、地质精细解剖的融合导向技术研究,形成了“地质小尺度、地震大方向”的综合导向新方法^[42]。通过全面应用多专业融合导向,平均水平段长度达到1 640 m,储层钻遇率为90.1%,有效储层钻遇率为68.3%,储层

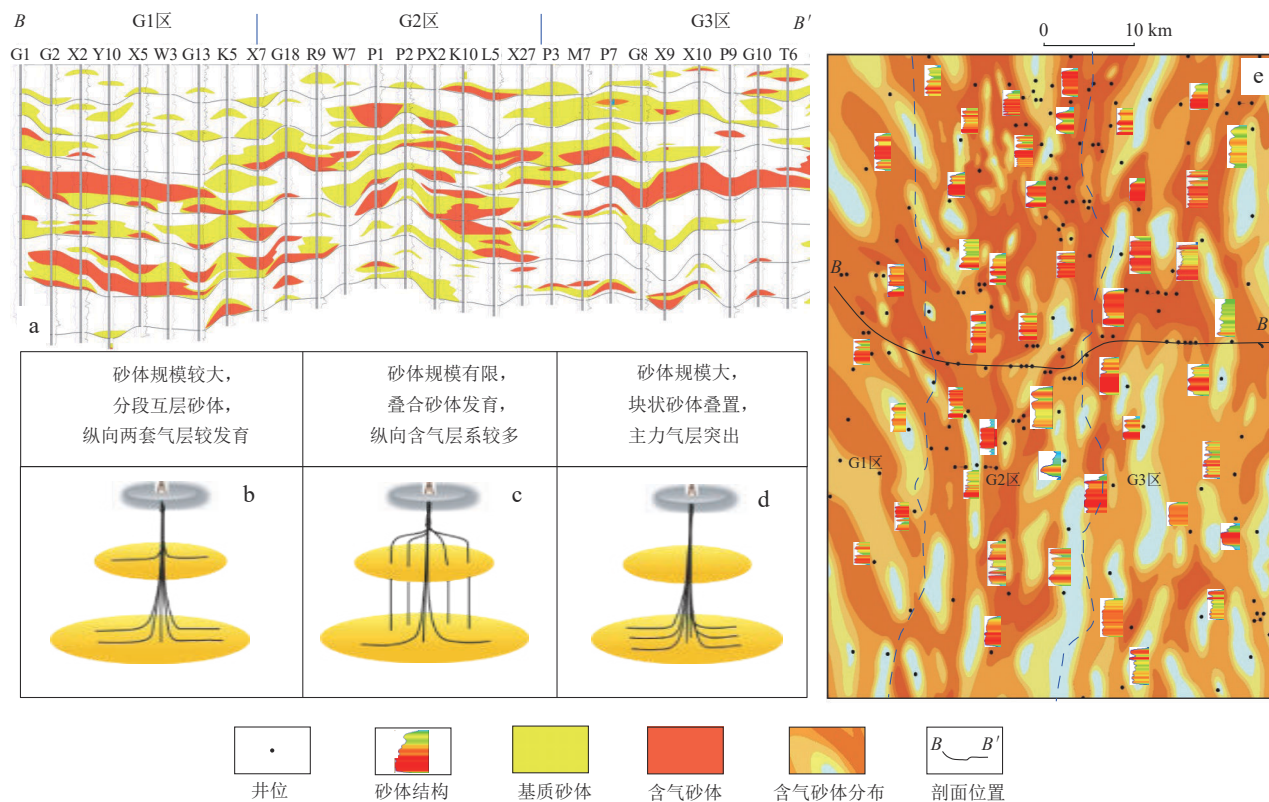


图6 鄂尔多斯盆地水平井差异化整体部署模式

Fig. 6 Differentiated overall deployment mode of horizontal wells, Ordos Basin

a. 气藏剖面特征(剖面位置见e); b. 大丛式水平井组立体开发; c. 大丛式混合井组开发; d. 大丛式水平井组整体开发; e. 典型区块含气砂体分布

表3 不同水平井地质导向方法适用性评价

Table 3 Applicability evaluation of geosteering methods for different horizontal wells

	二维构型剖面导向	三维地震导向	三维建模导向
优点	小层精细对比,指导精确入靶	地质体真实反映,预判优势储层空间位置	精细刻画三维空间构造与储层展布
缺点	缺乏空间地质体完整性认识	小尺度下(砂体厚度5~10 m)的导向效果差	数学算法预测储层,存在多解性

钻遇率较以往提高5%,气层钻遇率较以往提高3%,水平井钻遇效果明显提升。

3.4 精细化储层改造技术

储层改造是水平井获得高产的关键^[43]。长庆油田通过持续开展攻关试验,不断提升低品位储层的改造针对性与改造强度,压裂改造经历了“多级滑套水力喷砂为主”向“固井桥塞分段压裂改造”的技术转变。为了实现地质-工程一体化提产提效,从水平段窄间隙固井、优化压裂设计、研究暂堵转向压裂、优选桥塞工具、建立桥射联作标准化流程等方面进行系统优化,形成了以首段钻杆传输射孔、精准分段布缝、保障措施配套为核心的储层改造关键技术系列。①采用首段2³/₈"钻杆传输射孔,解决了连续油管不能满足通、洗井及首段射孔的难题;②精准压裂和优化设计,保证前5段压裂成功率,防止砂堵后处理难度大的问题;③选用高排量高强度压裂参数,提高裂缝控制体积,裂缝波及体积提高10%;④优选可溶桥塞工具,保持井筒全通畅,预防工具提前坐封。

基于砂体展布与裂缝延伸机理认识,将人工裂缝的长度、间距、缝高与储层物性、应力相结合,提出了体积压裂改造理念。利用储层构型、三维地震、地质建模等方法描述水平段空间地质体,明确井筒砂体展布、规模及含气性。借鉴页岩气改造理念^[44],结合产气剖面测试、生产动态分析等方法分类评价储层含气性及产气能力。利用偶极子横波及常规测井评价水平段岩性、物性、含气性及脆性指数,综合考虑裂缝发育特征、主应力等因素,建立了水平段压裂改造甜点评价标准(表4)。

根据储层改造甜点优选及展布特征等研究成果^[45],以井组为单元,按照空间立体改造思路,优化方案设计,充分提高压裂设计与储层特征的匹配性(图7)。依据水平井间距、簇间距、簇数、主裂缝半长等认识^[46],甜点布缝与交错布缝相结合,将段间距由100~120 m缩短为70~100 m,段间适当加簇,优化施工排量至7 m³/min左右,建立了水平井组“高气测、低伽马、低应力、低钻时”的布缝标准与“甜点+交错”非均匀布缝方式,形成了以“密切割、适度规模、高强度支撑”为核心的精细化压裂设计方法,降低了压裂试气成本,实现了缝控储量

表4 鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏压裂改造甜点评价标准及设计参数

Table 4 Evaluation criteria and design parameters for stimulating sweet spots in tight sandstone gas reservoirs, Ordos Basin

综合品质	I类储层	II类储层	III类储层
地质甜点	气测 > 20 %	10% ≤ 气测 ≤ 20 %	气测 < 10 %
	GR ≤ 40 API	GR ≤ 60 API	GR ≤ 90 API
工程甜点	$\sigma_h > 30 \text{ MPa}$	$30 \text{ MPa} \leq \sigma_h \leq 50 \text{ MPa}$	$50 \text{ MPa} < \sigma_h$
布缝方式	多簇射孔,密集布缝	适度加密	少段多孔
段间距/m	70 ~ 80	80 ~ 100	100
簇间距/m	10 ~ 15	15 ~ 20	≥ 20
段砂量/m ³	70 ~ 80	50 ~ 60	40
段液量/m ³	< 550	< 450	< 300

气测:水平段录井含气显示,气测全烃。

最大化,大幅提高了单井产量。

针对低渗碳酸盐岩气藏水平井储层改造,重点对水平段布酸工艺进行了优化,在泥浆污染严重井段采用定点喷酸,优选酸液体系,逐步完善碳酸盐岩储层水平井酸化改造技术,主要形成了碳酸盐岩储层水平井连续油管拖动分段酸化与不动管柱水力喷射分段酸压工艺,有效提高了水平井产量。

3.5 全生命周期生产管理

全生命周期生产管理是水平井高效开发的重要保障。2018年之前,气井管理偏重于井口及管线,储层渗流机理等方面认识不足,生产阶段划分不系统,导致管理措施缺乏针对性。近几年,依据气井递减规律及影响因素等成果认识^[47],开展产能跟踪评价、递减及气液流动规律等研究,将水平井生产周期划分为投产初期、自然连续生产、措施连续生产、间开生产以及经济废弃等不同阶段(图8),创建了水平井全生命周期管理技术对策。

根据低渗-致密储层应力敏感性特征^[48],建立了考虑应力敏感性的压裂水平井产能方程,通过数值模型与模拟产能测试,提出了全生命周期跟踪评价方法,优化气井生产制度,合理配产率达85%以上。考虑气井渗流规律及其生产动态的多阶段性,明确了不同阶段递减指数变化特征,建立了基于数值模型的不同水平井边界控制流图版,形成了水平井分段递减评价技术,

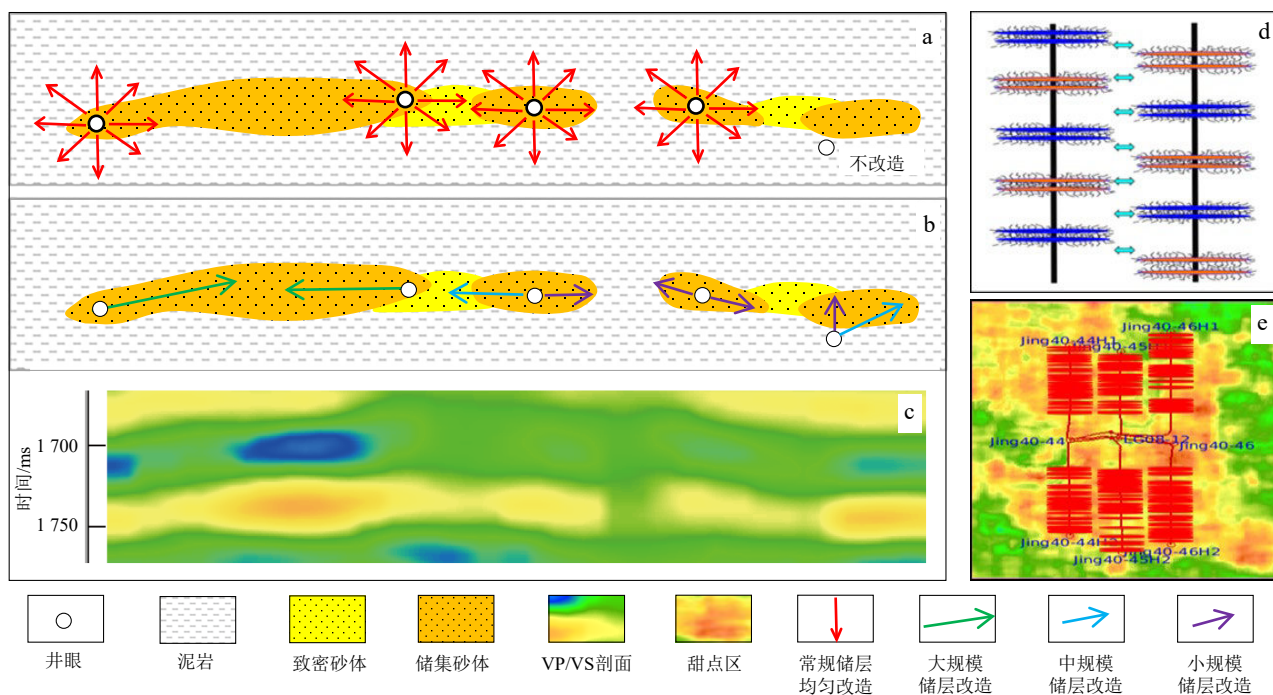


图7 鄂尔多斯盆地水平井空间地质体特征及其压裂设计参数优化

Fig. 7 Spatial characteristics of geological bodies and optimization of fracturing design parameters for horizontal wells, Ordos Basin

a. 常规压裂方案; b. 优化压裂方案; c. 目的层段纵、横波速度比剖面; d. 交错布缝; e. 甜点布缝

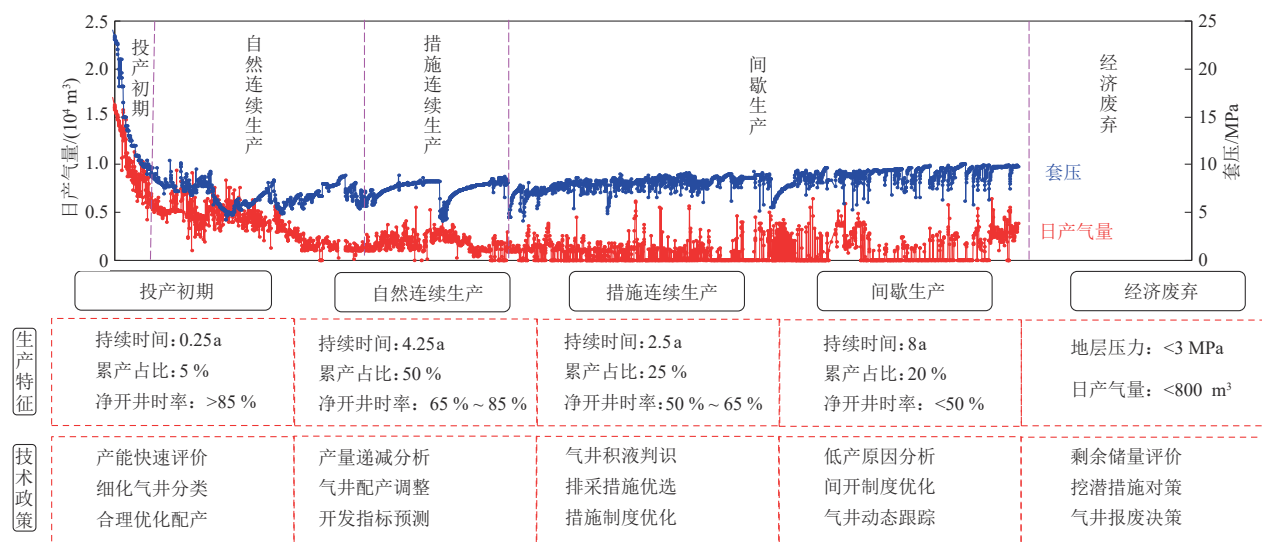


图8 鄂尔多斯盆地水平井全生命生产管理阶段划分示意图

Fig. 8 Schematic diagram of full-cycle management of horizontal wells, Ordos Basin

评价水平井初期平均递减率41 %。针对水平井斜井段气液流动特征复杂、排液困难,重点揭示了不同井段气液流动规律,建立了斜井段不同井斜角对应的临界携液气量变化图版,为速度管柱与柱塞排水采气等提供依据,日增气约 $0.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。通过分段拟合预测水平井不同阶段的动用储量,揭示了气井动用储量随生产时间的关系,评价水平井平均动用储量为 $7180 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井EUR(估算最终累计采气量)为 $6069 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2020—

2021年,全面推广应用水平井全生命周期精细管理对策,平均单井累产量为 $6237 \times 10^4 \text{ m}^3$,有效提升了气井管理水平。

4 水平井开发效果及认识

靖边低渗碳酸盐岩气藏有水平井80余口,平均水平段长度为1189 m,储层钻遇率为85.4 %,有效储层

钻遇率达59.2%,试气无阻流量为 $64.40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。根据气藏地质研究认识,建立了水平井渗流地质模型,用产能分析的方法评价开发效果,评价水平井前5年单井日产气量为 $4.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井EUR为 $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3$,分别为直井的2.0倍和1.9倍。依据岩溶古地貌及储层特征等认识,气田分为本部、东侧、西侧三部分,本部内部加密水平井效果最好,其次是东侧滚动扩边水平井,西侧水平井实施效果较差。同时,由于水平井投资整体偏高,较直井开发优势不明显。加之,目前低渗碳酸盐岩气藏本部井网已基本完善,剩余储量主要分布在边部,且存在不同程度产水现象,今后将以直井或定向井开发为主。

低渗砂岩气藏有水平井30余口,其中内部完善井网占比60%,滚动扩边占比40%,平均水平段长度为1 326 m,储层钻遇率为85.5%,有效储层钻遇率为80.3%,试气无阻流量为 $56.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,第一年平均日产气量为 $4.85 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井EUR为 $1.02 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其中,内部完善井网水平井第一年平均日产气量为 $6.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,预测单井EUR为 $1.38 \times 10^8 \text{ m}^3$;滚动扩边水平井第一年平均日产气量为 $2.90 \times 10^4 \text{ m}^3$,预测单井EUR为 $0.66 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。山2段气藏水平井投资为直井的2.6倍,单井EUR为直井的2倍左右,水平井无开发优势,且山2段气藏剩余未动用储量约 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$,分布零散、局部产水,不适合水平井开发。

致密砂岩气藏有水平井2 500余口,平均水平段长

度为1 135 m,储层钻遇率为83.6%,有效储层钻遇率为61.3%,试气无阻流量为 $47.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。水平井数在长庆气区占比11%,日产气量占比26%,是调峰保供的主力。致密气水平井第一年单井日产气量为 $4.40 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井日产气和EUR分别为直井的3.8倍和3.0倍。勘探开发表明,致密砂岩气藏具有明显的平面差异性,水平井开发效果由好到差依次为富集区、多层系致密区、致密区、含水区(表5;图9)。因此,在控制好水平井投资前提下,水平井产量整体达到直井3倍以上,局部区块达到4倍左右,水平井成为致密气提产的有效手段。2019年以来,通过全面推进致密气水平井规模开发,连续三年实现了水平井建产比例在50%以上,J51-29H1井水平段长度为5 256 m,创造了亚太地区陆上最长水平段纪录,单平台达到10口水平井,最短钻井周期为19.5 d,获单井最高无阻流量为 $321 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,高质量建成了中国最大致密气水平井高效开发示范区。同时,水平井规模应用大幅度减少了建井数,累计减少直井5 000多口,节约用地33.3 km²以上,有效降低了生产管理压力,推动了现代化绿色大气田开发建设,对黄河流域生态保护和高质量发展具有重要意义。

5 下一步攻关方向

按照长庆油田“十四五”规划,天然气产量将达到

表5 鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏地质分区及开发指标

Table 5 Geological division and development indexes of tight sandstone gas reservoirs, Ordos Basin

区带类型	地质储量/ (10^8 m^3)	主要地质特征	气层 厚度/m	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	含气 饱和度/%	内部 收益率/%
富集区	1.99	石英砂岩为主,砂体厚且连续性较好,稳定发育	8.6	0.81	68.4	9.8
致密区	1.14	石英砂岩、岩屑石英砂岩为主,总体致密	7.4	0.63	57.4	7.6
多层系致密区	0.57	岩屑石英砂岩为主,单层产能低,优势层不突出	7.8	0.64	54.2	8.6
含水区	1.43	石英砂岩为主,气-水关系复杂,水/气比较高	7.1	0.72	52.6	4.4

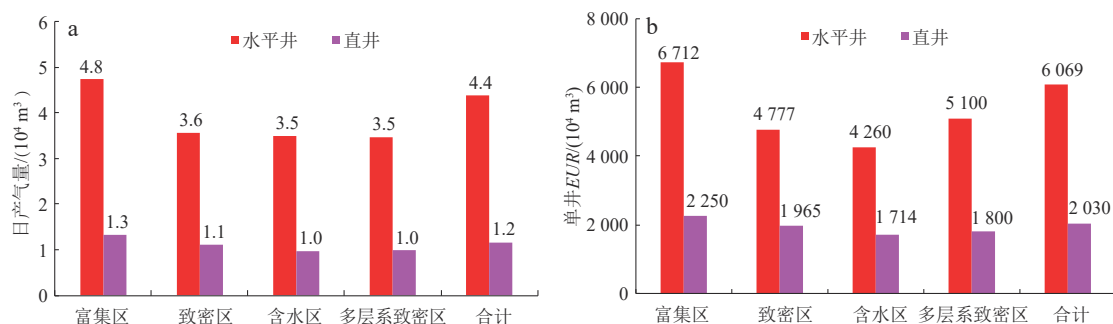


图9 鄂尔多斯盆地致密气不同区带开发指标对比柱状图

Fig. 9 Bar diagrams showing Comparison of development indexes between different zones of tight gas reservoirs, Ordos Basin

a. 致密气不同区带日产气量;b. 致密气不同区带单井EUR

$550 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上。但随着开发的不断深入,苏里格等老区剩余开发对象表现为“分布碎片化”与“品质劣质化”,庆阳、宜黄等新区有效砂体厚度薄、规模小、物性差。为满足天然气上产需求,结合致密气储量动用及开发对策研究^[49]，“十四五”期间将持续优化提升老气田水平井关键技术,攻关新区水平井配套技术,加快储备新类型资源前沿技术。

5.1 老气田开发技术优化提升

1) 全力推进水平井降本增效是提升老气田效益的源泉^[50]。随着认识深化及技术革新,“十二五”到“十三五”期间,水平井平均单井投资从3 300万元降到2 300万元。今后应统筹考虑水平井全生命周期效益开发,按照“先算后干,事前算赢”的原则做好顶层设计,从源头及细微环节统筹考虑,细化分解钻前、钻井、测录、试气等阶段的成本降控措施,推进水平井开发全过程、全流程提质增效,充分提升水平井的价值创造力。

2) 致密砂岩气藏水平井挖潜是提高气田采收率的重要手段。目前,鄂尔多斯盆地致密气储量动用程度为45%,总体采出程度不高。依据采收率影响因素及井网加密可行性评价等认识^[51],精细描述层内、层间剩余储量分布,以内部收益率大于6%为约束,落实剩余气开发潜力,持续加大内部加密和侧钻水平井部署,进一步提高储量动用程度和采收率。针对侧钻水平井钻井及试气过程中出现的问题^[52],持续完善侧钻水平井技术配套,降低井筒及试气成本,提高侧钻水平井效益,拓展老气田开发潜力。

3) 特殊水平井开发配套技术是实现低渗-致密气藏剩余地质储量高效动用的必然选择。目前,气田水平井主要是常规水平井、三开优化水平井、二开水平井与侧钻水平井4种类型,难以满足天然气业务高质量发展的需要。统计表明,受环境保护、煤矿叠合区等地面因素影响的地质储量超过 $5\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,且盆地东部多层系致密砂岩气藏平均单井产量相对较低,亟需加强大井组提效及水平井提产力度,大丛式多井型立体混合井组是潜在的开发方式。在现有技术 & 研究基础上,今后将加大长水平井、短水平井、三维靶体水平井、多分支水平井等开发试验,进一步提升气田整体开发效益。

4) 水平井中后期排水采气技术是全生命周期生产管理的关键环节^[53]。目前,低产低效水平井逐年增多,其中,日产气量小于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的水平井1 000多口,长庆气区占比40%以上。目前以“柱塞气举、泡沫

排水、速度管柱”为主体的技术体系,有效降低了管理成本,具有一定的增产效果。但是,由于水平井复杂的渗流特征、井身结构,多数气井无法及时实施排水采气,或由于气藏认识不深入导致排水采气效果低于预期。为此,下步将深入开展水平井气液两相流动规律、生产制度优化、不同阶段措施适应性评价等研究,完善柱塞气举、速度管柱等技术系列,攻关复杂产液水平井排水技术配套,推进排水采气由“单一措施向复合措施、分段措施向一体化措施、被动措施向进攻型措施、人工措施向智能化措施”转变,创新形成水平井全生命周期智能化排水采气配套技术。

5.2 新气田关键技术攻关试验

1) 盆地西南部深薄层气藏。庆阳气田属于鄂尔多斯盆地西南物源沉积体系,山1段气藏埋深一般大于3 800 m,具有含气层系单一、砂体规模小、气层厚度薄(3~5 m)的特征^[54],平均储量丰度为 $0.58 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。“十四五”末,庆阳气田预计提交地质储量 $2\,800 \times 10^8 \text{ m}^3$,气田规模将达到 $15 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上。开发适应性评价表明,水平井是该类气藏有效开发的重要手段,但受储层描述和钻井成本等因素制约,水平井开发效益较低。今后将重点开展地质、地震、工程等综合研究,加强多学科储层精细描述及长水平井开发配套技术攻关试验,提高该类气藏的开发效益。

2) 盆地东部多薄层气藏。盆地东部米脂、宜黄气田属于低丰度气藏,表现为“多层系发育、压力系数低、局部构造变化快”的典型特征。勘探开发实践表明,上覆刘家沟、石千峰组地层钻井液漏失严重,石盒子及下部地层垮塌问题突出,水平井侧钻频次高,钻井周期长达86 d。针对以上问题,今后将从多层系储层精细表征、水平井开发技术配套、地层垮塌与漏失防治钻井、钻井液体系及井身结构优化、分层系差异化压裂改造工艺等方面加强技术攻关,进一步提高该类气藏水平井开发效果。

3) 盆地西部致密含水气藏。目前,盆地西北部致密含水气藏近万亿方地质储量难以有效动用,青石岭气田地质条件更为复杂,对工程、采气等提出了新挑战。综合研究表明,该类气藏气井泄流半径小、气水关系复杂、储量动用难度大^[55],单井产量低,气藏开发效益较差。针对该类气藏开发难点,将系统加强地质-工程一体化联合研究,按照“强化气水识别、层间避水、层内控水”的技术思路,重点攻关可动水定量解释、控水压裂、选择性开采等核心技术,突破致密含水气藏有效开发的技术瓶颈。

5.3 新类型资源前沿技术储备

1) 页岩气水平井开发技术。鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组地层厚度80~150 m,总有机碳含量(TOC)平均值为0.7%,具备良好的气源条件。2020年实施的ZH1井水平段长度1 020 m,钻遇气层段长度为886 m,有效储层钻遇率为87%,水平段气测含气饱和度峰值是62%,平均值为3.25%,试气无阻流量为 $26.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。初步评价表明,乌拉力克组海相页岩气具有良好的勘探潜力,概算资源量约为 $8\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,有望形成新的勘探开发领域。但盆地西部构造特征非常复杂,裂缝较发育,钻井过程中易垮塌。结合页岩气富集机理、开采工艺等认识^[56],下步将利用试采、分析化验等方法深化地质研究,加大钻井液体系研发力度,根据体积压裂、深井连续排液等研究成果,加强地质-工程一体化,加快形成页岩气经济有效开发技术体系。

2) 煤层气水平井开发技术。鄂尔多斯盆地东部上古生界煤系地层大面积发育,煤系地层厚度主要为100~150 m,气测显示较为活跃^[57]。含气性评价结果表明,泥岩含气量为0.2~1.0 m^3/t ,煤岩含气量为12~23 m^3/t ,粉细砂岩含气量为0.1~0.5 m^3/t ,概算资源量约 $7.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2020年实施的Y203H井水平段长度为1 000 m,粉细砂岩钻遇率为61.8%,试气日产气量 $1.4126 \times 10^4 \text{ m}^3$,标志着复杂缝网改造试验初见成效。在国内外相关研究基础上^[58-60],今后将全面推进勘探-开发一体化、地质-工程一体化,加强煤层气地质有利目标区评价,创新煤层气水平井开发设计理念及工艺方法,提高煤层气地层井壁稳定性及液体返排效率,探索形成煤层气水平井有效开发技术及理论体系。

6 结论

1) 鄂尔多斯盆地发育低渗碳酸盐岩、低渗砂岩和致密砂岩3类气藏,总体具有储层品质差、非均性强、丰度低、压力低的典型地质特征,其中,致密砂岩气藏是水平井开发的主要对象,水平井开发历程分为实践探索、攻关试验、规模应用和优化提升4个阶段。

2) 通过开展不同气藏地震、地质等多学科联合攻关及现场试验,创新形成了以“多学科甜点优选、多层系大井丛整体部署、多专业融合导向、精细化压裂改造、全生命周期生产管理”等为核心的水平井开发技术系列,有力支撑了鄂尔多斯盆地天然气规模效益开发。

3) 低渗碳酸盐岩与低渗砂岩气藏水平井较直井开发优势不明显,水平井开发潜力有限;致密砂岩气藏

水平井开发效果十分显著,开发效果由好到差依次为富集区、多层系致密区、致密区、含水区,总体具有良好的水平井开发前景,刷新了致密气多项技术指标纪录,高质量建成了中国最大致密气水平井开发示范区。

4) 为实现“十四五”发展目标,下一步将重点围绕全过程降本增效、水平井挖潜、特殊水平井开发、排水采气等领域提升老气田开发水平,强化攻关深薄层、多层系、低丰度致密气藏等新气田水平井开发技术配套,超前储备页岩气、煤层气等新型资源水平井有效开发技术,构建鄂尔多斯盆地不同天然气水平井高效开发技术体系。

参 考 文 献

- [1] 李孳,王建良,刘睿,等. 碳中和目标下天然气产业发展的多情景构想[J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 183-192.
LI Nu, WANG Jianliang, LIU Rui, et al. Multi-scenario conception on the development of natural gas industry under the goal of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 183-192.
- [2] 邹才能,何东博,贾成业,等. 世界能源转型内涵、路径及其对碳中和的意义[J]. 石油学报, 2021, 42(2): 233-247.
ZOU Caineng, HE Dongbo, JIA Chengye, et al. Connotation and pathway of world energy transition and its significance for carbon neutral[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(2): 233-247.
- [3] 段宏波,唐旭,任凯鹏,等. 多模型比较框架下中国天然气消费的中长期发展路径[J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 193-201.
DUAN Hongbo, TANG Xu, REN Kaipeng, et al. China's middle- and long-term pathways of natural gas consumption: Based on a multi-model comparison framework [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 193-201.
- [4] 周淑慧,王军,梁严. 碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展[J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 171-182.
ZHOU Shuhui, WANG Jun, LIANG Yan. Development of China's natural gas industry during the 14th Five-Year Plan in the background of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171-182.
- [5] 邹才能,赵群,陈建军,等. 中国天然气发展态势及战略预判[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 1-11.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CHEN Jianjun, et al. Natural gas in China: Development trend and strategic forecast [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 1-11.
- [6] 孙龙德,方朝亮,李峰,等. 中国沉积盆地油气勘探开发实践与沉积学研究进展[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 385-396.
SUN Longde, FANG Chaoliang, LI Feng, et al. Petroleum exploration and development practices of sedimentary basins in China and research progress of sedimentology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(4): 385-396.
- [7] 邹才能,杨智,何东博,等. 常规-非常规天然气理论、技术及前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 575-587.
ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas [J].

- Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 575-587.
- [8] 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 Gas Field, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 349-353.
- [9] 马新华, 贾爱林, 谭健, 等. 中国致密砂岩气开发工程技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 572-579.
MA Xinhua, JIA Ailin, TAN Jian, et al. Tight sand gas development technologies and practices in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 572-579.
- [10] 戴金星, 倪云燕, 董大忠, 等. “十四五”是中国天然气工业大发展期——对中国“十四五”天然气勘探开发的一些建议[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 1-16.
DAI Jinxing, NI Yunyan, DONG Dazhong, et al. 2021-2025 is a period of great development of China's natural gas industry: Suggestions on the exploration and development of natural gas during the 14th Five-Year Plan in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 1-16.
- [11] 张明禄, 张宗林, 樊友宏, 等. 长庆气区低渗透气藏开发技术创新与管理创新[J]. 天然气工业, 2009, 29(3): 1-4.
ZHANG Minglu, ZHANG Zonglin, FAN Youhong, et al. Innovation and practices on technology and management of low-permeability gas reservoir development in Changqing Gas Field [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(3): 1-4.
- [12] 付金华, 魏新善, 罗顺社, 等. 庆阳深层煤成气大气田发现与地质认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1047-1061.
FU Jinhua, WEI Xinshan, LUO Shunshu, et al. Discovery and geological knowledge of the large deep coal-formed Qingyang Gas Field, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1047-1061.
- [13] 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 Gas Field: Development understandings and stable-production proposals [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 100-110.
- [14] 龙胜祥, 李辛子, 叶丽琴, 等. 国内外煤层气地质对比及其启示[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(5): 696-703.
LONG Shengxiang, LI Xinzi, YE Liqin, et al. Comparison and enlightenment of coalbed methane geology at home and abroad [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 696-703.
- [15] JIANG Wenping, ZHANG Peihe, LI Dandan, et al. Reservoir characteristics and gas production potential of deep coalbed methane: Insights from the No. 15 coal seam in Shouyang Block, Qinshui Basin, China [J]. Unconventional Resources, 2022, 2: 12-20.
- [16] 付金华, 董国栋, 周新平, 等. 鄂尔多斯盆地油气地质研究进展与勘探技术[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 19-40.
FU Jinhua, DONG Guodong, ZHOU Xinping, et al. Research progress of petroleum geology and exploration technology in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 19-40.
- [17] 马新华. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气特点与成藏机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 230-236.
MA Xinhua. Discussion on characteristics and reservoiring mechanism of deep basin gas in Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 230-236.
- [18] 曹青, 赵靖舟, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界准连续型气藏气源条件[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 584-591.
CAO Qing, ZHAO Jingzhou, FU Jinhua, et al. Gas source conditions of quasi-continuous accumulation of the Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 584-591.
- [19] 胡宗全, 尹伟, 伍新和, 等. 中国中西部四大盆地碎屑岩油气成藏体系及其分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 561-570.
HU Zongquan, YIN Wei, WU Xinhe, et al. Petroleum accumulation systems of clastic strata and their distribution in the four large-sized basins in central-western China [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 561-570.
- [20] 周进高, 席胜利, 邓红婴, 等. 鄂尔多斯盆地寒武系—奥陶系深层海相碳酸盐岩构造—岩相古地理特征[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 41-53.
ZHOU Jingao, XI Shengli, DENG Hongying, et al. Tectonic-lithofacies paleogeographic characteristics of Cambrian-Ordovician deep marine carbonate rocks in the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 41-53.
- [21] 郭智, 贾爱林, 何东博, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田辫状河体系带特征[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 197-204.
GUO Zhi, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Characteristics of braided river sedimentary system zones in Sulige Gasfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 197-204.
- [22] 张广权, 陈舒薇, 郭书元. 鄂尔多斯地区东北部大牛地气田山西组沉积相[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(3): 388-396, 403.
ZHANG Guangquan, CHEN Shuwei, GUO Shuyuan. Sedimentary facies of the Shanxi Formation in Daniudi Gas Field, northeastern Ordos area [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(3): 388-396, 403.
- [23] 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 orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [24] 吴涛, 付斌, 苗芷芃, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏差异化水平井设计方法[J]. 地质科技情报, 2017, 36(6): 207-213.
WU Tao, FU Bin, MIAO Zhipeng, et al. The differentiation design of tight sandstone gas reservoir horizontal well in Sulige Gas Field [J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(6): 207-213.
- [25] 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 13th Five-Year Plan [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(3): 30-40.
- [26] 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.
- [27] 李建奇, 杨志伦, 陈启文, 等. 苏里格气田水平井开发技术[J]. 天然气工业, 2011, 31(8): 60-64.
- LI Jianqi, YANG Zhilun, CHEN Qiwen, et al. Horizontal well technology for the development of the Sulige Gas Field [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(8): 60-64.
- [28] 卢涛, 张吉, 李跃刚, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏水平井开发技术及展望[J]. 天然气工业, 2013, 33(8): 38-43.
- LU Tao, ZHANG Ji, LI Yuegang, et al. Horizontal well development technology for tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(8): 38-43.
- [29] 付锁堂, 费世祥, 叶珍, 等. 致密砂岩气藏水平井参数优化[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 101-110.
- FU Suotang, FEI Shixiang, YE Zhen, et al. Optimization of key parameters for horizontal well development of tight sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 101-110.
- [30] 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): 602-612.
- Ji Guang, JIA Ailin, MENG Dewei, et al. Technical strategies for effective development and gas recovery enhancement of a large tight gas field: A case study of Sulige Gas Field, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 602-612.
- [31] 李进步, 付斌, 赵忠军, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏储层表征技术及其发展展望[J]. 天然气工业, 2015, 35(12): 35-41.
- LI Jinbu, FU Bin, ZHAO Zhongjun, et al. Characterization technology for tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gas Field, Ordos Basin, and its development prospect [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(12): 35-41.
- [32] 刘群明, 唐海发, 冀光, 等. 苏里格致密砂岩气田水平井开发地质目标优选[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1360-1366.
- LIU Qunming, TANG Haifa, JI Guang, et al. Geological target optimization for horizontal well development of tight sand gas, Sulige Gasfield, Ordos Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(7): 1360-1366.
- [33] NIU Xiaobing, FENG Shengbin, YOU Yuan, et al. Analyzing major controlling factors of shale oil 'sweet spots' in the Chang-7 member of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Unconventional Resources, 2022, 2: 51-59.
- [34] 强敏, 段志强, 张吉, 等. P-P、P-SV波叠前联合反演在致密气储层预测中的应用[J]. 地球物理学进展, 2018, 33(4): 1540-1544.
- QIANG Min, DUAN Zhiqiang, ZHANG Ji, et al. Application of P-P and P-SV wave pre-stack joint inversion in tight sandstone gas reservoirs[J]. Progress in Geophysics, 2018, 33(4): 1540-1544.
- [35] 段志强, 李进步, 白玉奇, 等. 辫状河储层构型表征及对含气饱和度空间分布的控制——以苏里格气田SX密井网区为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(5): 1-9.
- DUAN Zhiqiang, LI Jinbu, BAI Yuqi, et al. Configuration characterization of the braided river reservoirs and its controls on the spatial distribution of the gas saturation: Taking SX infill well block in Sulige Gas Field as an example[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(5): 1-9.
- [36] 王华, 崔越华, 刘雪玲, 等. 致密砂岩气藏多层系水平井立体开发技术——以鄂尔多斯盆地致密气示范区为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(4): 472-480.
- WANG Hua, CUI Yuehua, LIU Xueling, et al. Multi-layer horizontal wells development for tight sandstone gas reservoir: Case study of tight gas reservoir model zone in Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(4): 472-480.
- [37] 许杰, 董宁, 朱成宏, 等. 致密砂岩地震预测在水平井轨迹设计中的应用[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 909-913.
- XU Jie, DONG Ning, ZHU Chenghong, et al. Application of seismic data to the design of horizontal well trajectory in tight sandstone gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 909-913.
- [38] 杨华, 刘新社, 黄道军, 等. 长庆油田天然气勘探开发进展与“十三五”发展方向[J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 1-14.
- YANG Hua, LIU Xinshe, HUANG Daojun, et al. Natural gas exploration and development in the PetroChina Changqing and its prospect in the 13th Five-Year Plan [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(5): 1-14.
- [39] 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.
- [40] 吴建彪, 刘绪钢, 白小霞, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田丛式水平井组开发效果评价[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 256-260.
- WU Jianbiao, LIU Xugang, BAI Xiaoxia, et al. Evaluation of development effect of cluster horizontal wells in Daniudi Gas Field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 256-260.
- [41] 唐钦锡. 水平井地质导向技术在苏里格气田开发中的应用——以苏10和苏53区块为例[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(3): 388-393.
- TANG Qinxin. Application of geosteering technology in the development of Sulige Gas Field-case studies of the Su10 and Su53 blocks[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 388-393.
- [42] 费世祥, 杜玉斌, 王一军, 等. 致密砂岩气藏水平井多学科综合导向新技术——以鄂尔多斯盆地为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 58-65.
- FEI Shixiang, DU Yubin, WANG Yijun, et al. A new multi-disciplinary integrated steering technology for horizontal wells in tight sandstone gas reservoirs: A case study of the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 58-65.

- [43] 王永辉, 卢拥军, 李永平, 等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(S1): 149-158.
WANG Yonghui, LU Yongjun, LI Yongping, et al. Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 149-158.
- [44] 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.
- [45] 刘乃震, 王国勇, 熊小林. 地质工程一体化技术在威远页岩气高效开发中的实践与展望[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(2): 59-68.
LIU Naizhen, WANG Guoyong, XIONG Xiaolin. Practice and prospect of geology-engineering integration technology in the efficient development of shale gas in Weiyuan Block[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(2): 59-68.
- [46] 张汝生, 李克智, 黄志文. 定北区块致密气储层水平井压裂参数优化[J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(2): 249-253.
ZHANG Rusheng, LI Kezhi, HUANG Zhiwen. Horizontal well fracturing parameter optimization for the tight gas reservoir in Dingbei Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(2): 249-253.
- [47] 王军磊, 贾爱林, 何东博, 等. 致密气藏分段压裂水平井产量递减规律及影响因素[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 278-285.
WANG Junlei, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Rate decline of multiple fractured horizontal well and influence factors on productivity in tight gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 278-285.
- [48] 宋传真, 郑荣臣. 致密低渗气藏储层应力敏感性及其对单井产能的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(6): 47-49.
SONG Chuazhen, ZHENG Rongchen. Stress sensitivity of low-permeability tight gas reservoir and its effect on single well productivity[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(6): 47-49.
- [49] 程立华, 郭智, 孟德伟, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透—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.
- [50] 李进步, 马志欣, 张吉, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田降本增效系列技术[J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 51-58.
LI Jinbu, MA Zhixin, ZHANG Ji, et al. Technology series for cost reduction and efficiency improvement in the development of the Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(2): 51-58.
- [51] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1445-1464.
JIA Chengzao. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1445-1464.
- [52] 张金武, 王国勇, 何凯, 等. 苏里格气田老井侧钻水平井开发技术实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 370-377.
ZHANG Jinwu, WANG Guoyong, HE Kai, et al. Practice and understanding of sidetracking horizontal drilling in old wells in Sulige Gas Field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 370-377.
- [53] 余淑明, 田建峰. 苏里格气田排水采气工艺技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2012, 35(3): 40-43.
YU Shuming, TIAN Jianfeng. Application of drainage gas recovery technology in Sulige Gas Field and its development[J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(3): 40-43.
- [54] 李进步, 王继平, 王龙, 等. 古地貌恢复及其对三角洲前缘沉积砂体的控制作用——以鄂尔多斯盆地庆阳气田二叠系山西组13亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1136-1145, 1158.
LI Jinbu, WANG Jiping, WANG Long, et al. Paleogeomorphologic restoration and its controlling effect on deposition of delta-front sand bodies: A case study of Shan 13 sub-member of the Permian Shanxi Formation, Qingyang Gas Field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1136-1145, 1158.
- [55] 王晓梅, 赵靖舟, 刘新社, 等. 苏里格气田西区致密砂岩储层地层水分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 802-810.
WANG Xiaomei, ZHAO Jingzhou, LIU Xinshe, et al. Distribution of formation water in tight sandstone reservoirs of western Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 802-810.
- [56] 蔡勋育, 赵培荣, 高波, 等. 中国石化页岩气“十三五”发展成果与展望[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 16-27.
CAI Xunyu, ZHAO Peirong, GAO Bo, et al. Sinopec's shale gas development achievements during the "Thirteenth Five-Year Plan" period and outlook for the future[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 16-27.
- [57] 何发岐, 董昭雄. 深部煤层气资源开发潜力——以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 277-285.
HE Faqi, DONG Zhaoxiong. Development potential of deep coalbed methane: A case study in the Daniudi Gas Field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 277-285.
- [58] 赵庆波, 孔祥文, 赵奇. 煤层气成藏条件及开采特征[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 552-560.
ZHAO Qingbo, KONG Xiangwen, ZHAO Qi. Coalbed methane accumulation conditions and production characteristics[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 552-560.
- [59] YIN Tingting, ZHANG Junjian, LIU Dameng, et al. Application of molecular simulation in coalbed methane reservoirs: A systematic review[J]. Unconventional Resources, 2022, 2: 124-132.
- [60] LIU Dameng, QIU Feng, LIU Ning, et al. Pore structure characterization and its significance for gas adsorption in coals: A comprehensive review[J]. Unconventional Resources, 2022, 2: 139-157.