

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021123

引用格式: 王平, 沈海超. 加拿大 M 致密砂岩气藏高效开发技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(1): 97-102.

WANG Ping, SHEN Haichao. High-efficient development technologies for the M tight sandstone gas reservoir in Canada [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(1): 97-102.

加拿大 M 致密砂岩气藏高效开发技术

王 平, 沈海超

(中国石化集团国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029)

摘 要: 针对低气价下加拿大 M 致密砂岩气藏如何实现经济高效开发的问题, 开展了开发层系划分、钻井完井施工参数优化、优快钻井完井施工及压后返排和井工厂开发等方面的技术攻关, 形成了地质工程一体化的巨厚砂岩储层开发层系划分技术、机器学习大数据分析钻井完井施工参数匹配技术、水平井低成本优快钻井技术、闷井返排技术及井工厂立体开发技术等关键技术。现场应用后, M 致密砂岩气藏钻井完井施工效率大幅提升, 钻井完井成本显著降低, 单井产能显著提升, 实现了效率增、成本降的良好局面。M 致密砂岩气藏的成功开发, 为我国非常规气藏高效开发提供了技术借鉴。

关键词: 致密砂岩气藏; 开发层系; 机器学习; 闷井返排; 立体开发

中图分类号: TE343 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2022)01-0097-06

High-Efficient Development Technologies for the M Tight Sandstone Gas Reservoir in Canada

WANG Ping, SHEN Haichao

(Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing, 100029, China)

Abstract: In order to realize the economical and high-efficient development of the M tight sandstone gas reservoir in Canada, technical studies and innovations about layer subdivision, optimization of operation parameters during drilling and completion, optimal and fast drilling, post-frac flowback, and multi-well pad development were conducted. In this way, the key technologies integrated geology and engineering were formed, including a layer subdivision technology of a super thick sandstone reservoir, a match technology of operation parameters during drilling and completion by machine learning and big data analysis, optimal and fast drilling of horizontal wells with low costs, well-soaking flowback, as well as 3D multi-well pad development, etc. After field application, these technologies sharply increased the drilling and completion efficiency with evident decreased development costs. Further, the single well witnessed a remarkable increase in productivity, and achieved significantly increased efficiency and reduced costs. The successful development of the M tight sandstone gas reservoir has provided a technical reference for high-efficient development of unconventional reservoirs in China.

Key words: tight sandstone gas reservoir; development layers; machine learning; well-soaking flowback; 3D development

加拿大 M 气藏位于加拿大西部大不列颠哥伦比亚省和阿尔伯达省交界处, 南北长 1 200 km, 东西宽 500 km, 平面分布面积 $16 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。M 气藏西部以洛基山逆冲造山带为界, 储层埋深在 0~4 100 m, 厚度在 0~500 m^[1-2]。M 气藏勘探开发始于 1950 年, 初期主要开发构造、岩性圈闭等常规油气区域; 2013 年, 4 家独立能源机构计算 M 气藏天

然气可采储量为 $1.27 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 凝析油 $1.54 \times 10^8 \text{ t}$, 天然气液 (Natural Gas Liquid) $1.97 \times 10^8 \text{ t}$, 是北美地区五大气藏之一。

2005 年之后, 多家公司开始着手 M 气藏致密砂岩气的开发工作, 开发初期钻井完井施工效率低, 单井产能低, 单井成本高, 极大地影响了气藏的开发效益^[3-4]。为进一步降低致密砂岩气开发成本, 提高开发

收稿日期: 2021-01-12; 改回日期: 2021-10-23。

作者简介: 王平 (1976—), 男, 山东聊城人, 1998 年毕业于大庆石油学院石油地质专业, 2003 年获中国石油大学 (北京) 矿物学、岩石学、矿床学专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事海外油气勘探开发技术研究和管理工作。E-mail: pwang.sipc@sinopec.com。

效益,笔者针对气藏储层厚度大、钻井效率低、单井产能不高的问题,按照地质工程一体化的思路,从开发层系划分、开发井网部署、钻井完井施工参数优化及井工厂开发等方面进行气藏开发优化研究,通过合理划分开发层系、优选钻井完井施工参数等措施,取得了良好的钻井完井施工效果,施工效率和开发效益同步增长,实现了M气藏致密砂岩气的优快钻井和高效开发。

1 气藏概况

M气藏主力储层为三叠系M组砂岩,根据油气成藏特征和储层物性特征,平面上可将该气藏分为2部分:东北部为常规油气藏,以高孔高渗的砂岩储层为主,平面分布面积 $7 \times 10^4 \text{ km}^2$;西南部为非常规气藏,是低孔低渗的致密砂岩储层,分布面积 $9 \times 10^4 \text{ km}^2$,如图1所示^[5-6]。

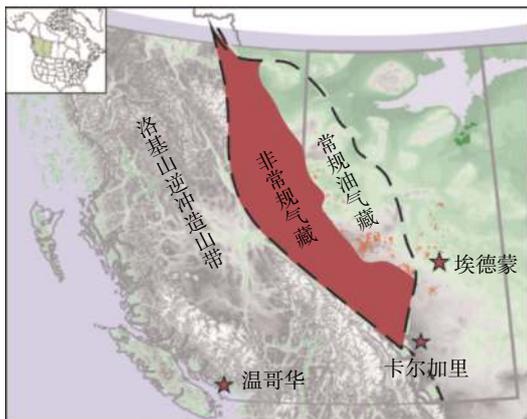


图1 M气藏平面分布

Fig.1 Plane distribution of the M gas reservoir

M致密砂岩气藏源岩为M组上覆的Doig组泥岩,Doig源岩的成熟度随埋深加深而逐渐升高,由东北向西南部逐渐由未成熟阶段演化为成熟—凝析油气—过成熟阶段。Doig源岩与M组储层呈侧向接触,油气侧向运移到M储层中,对应烃源岩成熟度的变化,气藏从西南到东北方向由干气气藏向油藏过渡。

2004年,M气藏有常规勘探开发井2000多口。2005年开始,随着地质认识的深入和钻井完井技术的进步,勘探开发工作逐渐转移到M致密砂岩气藏,致密气产量迅速增加。截至2018年,M致密砂岩气藏在产水平井6000多口,致密气产量 $1.98 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$ 。值得注意的是,从2014年开始,尽管国际气价下跌,但得益于开发成本降低和开发方式不断优化,M致密砂岩气藏的产量不断增长。

2 开发关键技术研究

针对M致密砂岩气藏分布面积大、储层厚度大和纵向与平面上存在非均质性的特点,研究形成了地质工程相结合的开发层系划分技术、根据大数据机器学习优选钻井完井施工参数技术、低成本优快钻井技术、压裂后返排技术和井工厂立体开发技术等关键技术,实现了降低开发成本和提高开发效益的目标^[7-8]。

2.1 地质工程相结合的开发层系划分技术

合理的开发层系划分有助于合理部署井网,减少开发时的层间干扰,提高采收率,改善开发效果。在非常规油气储层,要综合考虑地质和压裂工程因素,确定合理的开发层系^[9-10]。非常规油气藏划分开发层系的原则,是尽可能实现一套开发井网充分动用一套开发层系,同时要避免垂向上出现井间干扰,影响单井产能^[7]。

地质研究表明,M致密砂岩气藏储层物源来自东北部加拿大地盾。东北部靠近物源方向,主要沉积相类型为滨岸—前滨相,沉积粒度较粗,形成了高孔高渗的砂岩储层;西南部远离物源区,沉积相类型为浅海—半深海相,沉积粒度较细,形成了低孔低渗的致密砂岩储层(见图2)。由于物源供给充分,沉积时间长,非常规储层厚度达200~300m。受稳定沉积环境的影响,储层岩性均匀,为均质粉砂岩,内部无岩性隔层,对于如此厚的致密砂岩,一套水平井井网难以实现充分开发,要提高采收率,需合理划分开发层系,在纵向上部署多套水平井井网。

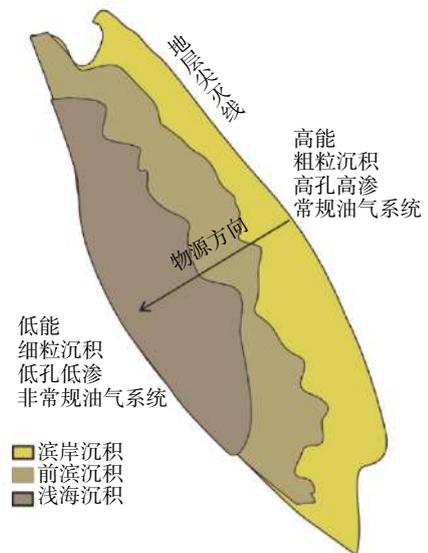


图2 M组地层沉积相图

Fig.2 Depositional facies of the M Reservoir

结合沉积特征分析及测井曲线特征, 可将 M 致密砂岩气藏储层划分为上下 2 段, 2 段的厚度都在 100 m 左右。上段为浅灰色粉砂岩, 构造现象丰富, 表明地层沉积时水体能量较高, 位于风暴浪基面和晴天浪基面之间的滨岸—浅海过渡带; 下段为深灰色粉砂岩, 呈块状结构, 表明沉积时水体能量较低, 位于风暴浪基面和最大风暴浪基面之间的半深海相。

使用 Gopher 软件, 进行压裂模拟, 计算压裂形成的裂缝高度。根据岩性及油藏特征, 参考北美地区非常规气藏开发经验, 增强模型的精度, 不断优化调整 M 致密砂岩气藏的地质模型。在地质模型基础上, 模拟分析加砂强度分别为 1.2, 1.5 和 1.8 t/m 时的压裂裂缝高度, 结果表明, 压裂改造裂缝高度在 35~60 m 之间(见图 3)。

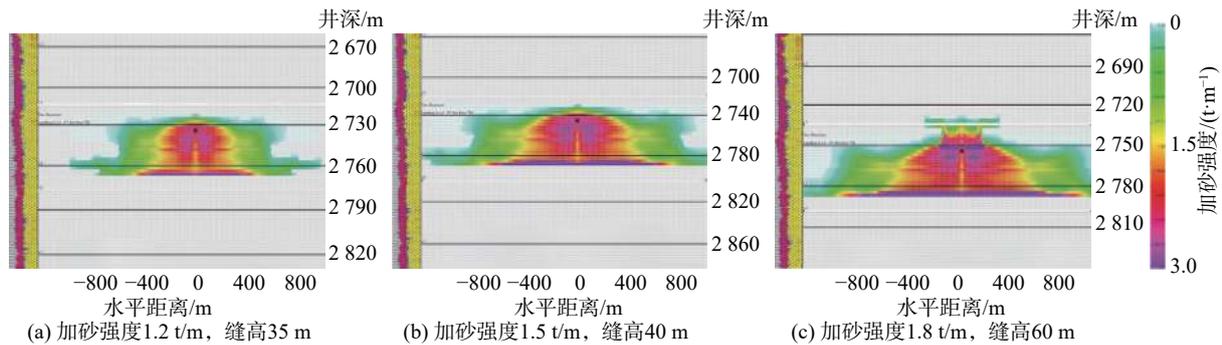


图 3 不同压裂施工参数的裂缝高度模拟结果

Fig.3 Simulation results of fracture height under different fracturing operation parameters

综合考虑储层沉积相分析及压裂模拟结果, 纵向上将 M 致密砂岩气藏储层划分为 4 个开发层系, 每层厚度 30~60 m。其中层系 1、层系 2 为滨岸—浅海相, 层系 3、层系 4 为半深海—深海相, 实现了地质分层、沉积相和压裂造缝高度的统一。根据开发层系划分结果, 要实现气藏的合理开发, 纵向上需要部署 4 套开发井网。

2.2 大数据驱动的水平井参数优化技术

钻井完井技术进步是非常规油气开发实现突破的前提条件, 是非常规开发能否成功的关键^[10]。M 致密砂岩气藏储层平面分布广, 纵向厚度大, 横向和垂向物性变化大, 需要根据储层具体的特征, 确定合理的钻井和完井施工参数。在多年的开发过程中, M 致密砂岩气藏在不同区域和不同层位实施了 6 000 多口水平井, 对这些井的钻井和完井参数进行分析, 建立地质、钻井、完井和产能之间的关系, 对于优选施工参数有很大的帮助。以前进行分析时, 一般使用二维或三维交会图, 能够分析 2 个或者 3 个变量与产能之间的关系, 但是影响水平井产能的参数较多, 其中工程参数包括水平井水平段长度、加砂规模、压裂液体系和水平井井间距等, 地质参数包括气藏的油气比、储层孔隙度、含水饱和度、储层埋藏深度等, 采用传统的交会图法很难分析得到各参数对产能的影响程度。为了优选最佳施工参数, 充分利用北美地区数据共享的优势, 采用机器

学习方法开展大数据分析, 针对不同特征的气藏, 优选最佳的钻井和完井参数^[11-12]。

实际应用时, 充分发挥多维、多因素的大数据分析优势, 对数据进行分析, 筛选出影响产能的主要因素, 计算出主要参数值。首先优选出有代表性、数据质量可靠的 1 233 口井作为训练数据, 开展分析。分析参数包括储层物性、钻井完井参数等, 通过机器学习分析, 得出不同参数组合下的油气产能, 将机器学习分析的产能结果与实际产能结果进行比对, 并不断调整, 确保机器学习分析的准确性; 在得到准确的机器学习结果后, 对模型中分析得到的产能影响因素及参数计算 SHAP(即沙普利加和解释, 用于机器学习分析表征具体参数影响力大小)值, 并进行分析。分析结果表明, 影响单井产能主要因素的影响程度从大到小依次为油气比、水平井水平段长度、压裂加砂量和垂深, 其中工程因素的影响程度明显大于地质因素(见图 4)。

机器学习分析认为, 对于高油气比区, 水平段长度不超过 3 300 m 时, 产量与水平段长度线性相关; 对于低油气比区, 水平段长度不超过 3 200 m 时, 产量与水平段长度线性相关(见图 5)。采用相同的分析方法, 得到加砂量、水平井井间距的合理数值。根据分析结果, 结合储层物性变化情况, 制定了不同区域、不同层段的合理钻井完井参数。

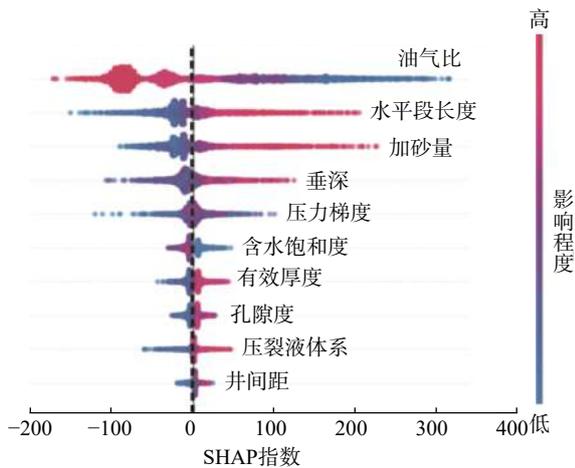


图 4 机器学习分析得到的产量影响因素排序

Fig. 4 Ranking of influencing factors for productivity by machine learning analysis

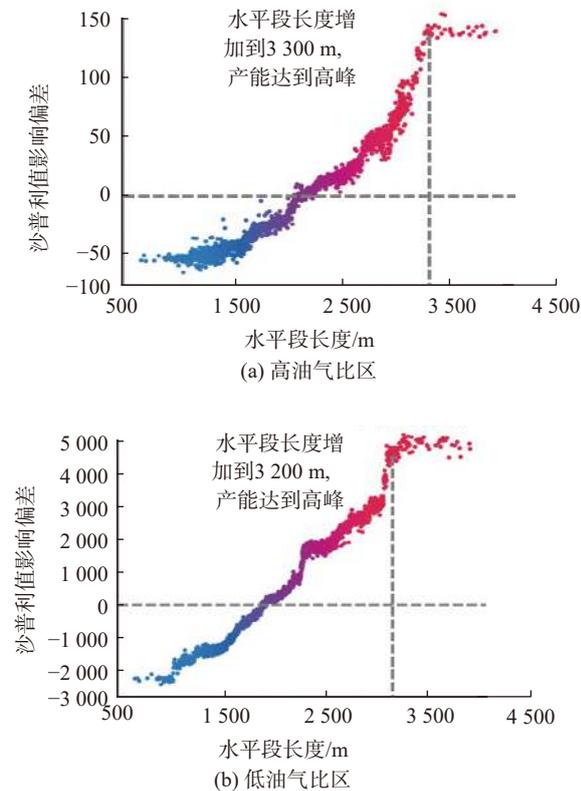


图 5 水平段长度对产能影响的分析结果

Fig. 5 Influence of horizontal section length on productivity

2.3 水平井低成本优快钻井技术

水平井水平段长度是影响开发效果的重要因素, 因此, 提高大位移水平井钻井施工效率, 是降低开发成本、实现经济高效开发的主要手段^[13-15]。依托北美地区高度发达的钻井完井服务体系, 主要从以下 2 个方面实现钻井完井优快施工。

1) 利用北美地区市场透明、竞争充分的优势, 采

取多口井打包统一招标、提高话语权、优选施工承包商、开展商务谈判等方式, 控制和降低作业成本。

2) 北美地区钻头制造商众多、服务市场完善, 技术发展迅速、钻头升级频繁, 特别是结合目标区地层特点的钻头个性化研发设计较为广泛。随着 M 致密砂岩气藏的成功开发, 钻井工作量明显增加, 该气藏储层的高效开发推动着高效钻头的研发及应用, 尤其是针对该储层研发“个性化”高效 PDC 钻头, 形成了较为完善、应用效果良好的 PDC 钻头序列。

2.4 闷井返排技术

压裂返排施工时, 初期采用压裂后立即返排的方式, 尽量缩短压裂液与储层的接触时间, 以降低压裂液对储层的伤害。随着对储层认识的深入和不断总结实践经验, 目前更多地采用压裂后关井、闷井 2~3 月再返排的方式。与即时返排相比, 闷井返排具有以下技术优势:

1) 减少支撑剂回流。压裂后关井, 待裂缝闭合后再返排, 可以减少支撑剂排出, 有利于裂缝支撑, 提高裂缝连通性, 提升压裂效果。同时, 支撑剂返排量减少, 还能够降低地面设备损耗。

2) 返排率和压裂液处理成本低。压裂液返排量减少, 可以降低压裂返排液运输和处理成本。

3) 提高产能。压裂液缓渗的过程, 以及压裂液与油气之间在重力作用下的分异流动过程, 都有利于缓解砂堵, 促使裂缝二次扩展, 增大改造体积, 提高产能。实际生产数据也表明, 闷井后裂缝半长和渗流面积都有了较大提高, 单井产能得到较大提升。

传统观念认为^[16], 压裂液为外来流体, 对储层具有伤害作用, 因此压裂后应当尽快返排, 以减轻压裂液对储层的伤害。闷井技术延长了压裂液与储层的接触时间, 因此应用该技术的关键在于压裂液与储层的配伍性。对于膨胀性黏土含量高的储层, 如使用水基压裂液, 闷井后水基压裂液的渗吸会引起黏土明显膨胀, 造成渗透率降低、水锁风险较高, 不推荐压裂后闷井。分析 M 致密砂岩气藏储层岩石矿物发现, 砂岩储层石英、长石颗粒稳定性强, 影响储层稳定性的主要是胶结物。胶结物的主要成分为白云石和黏土, 其中黏土矿物受水基压裂液的影响较大, 可能出现黏土膨胀堵塞孔隙。黏土矿物分析表明, 黏土矿物以伊利石和绿泥石为主, 水敏性较强伊/蒙混层矿物的含量极低, 因此 M 致密砂岩气藏储层水敏性较弱。采用滚动试验测试储层岩石在滑溜水压裂液中的稳定性, 其稳定性为强—中等, 说明压裂液对储层岩石影响不大。闷井和不闷井的

井试井分析结果表明, 闷井后裂缝半长、渗流范围都有了较大提高, 表明闷井能够提高产能。

2.5 井工厂立体开发技术

采用网状水平井组的“工厂化”高效开发模式, 将三维开采区域空间进行了立体化扩展, 对于提高致密气、页岩气等非常规油气田开采效率和降低成本十分明显, 目前已成为世界范围内致密砂岩气藏开发的主要模式。“工厂化”模式基于工厂流水线作业和管理程序模式, 有助于实现设备利用的最大化、提高作业时效、缩短投产周期和降低作业成本^[17-19]。

“工厂化”钻井是在同一井场实施的丛式水平井钻井, 地面井口距离一般为 5~15 m, 钻机搬家均采用底部滑动移动方式, 极大地缩短了搬迁时间、降低了成本。北美地区非常规油气开发普遍采用井工厂模式, 水平井段间距 100~50 m, 水平段长度 1 000~3 000 m。近年来, 随着钻井技术进步及井工厂不断推广, 同一井场水平井数量明显增多。

“工厂化”压裂具有良好的压裂配套设备、合理的设计, 以及工厂化、流水线化的压裂管理模式, 一般可分为单井顺序压裂、多井“拉链式”压裂和多井同步压裂等 3 种作业方式, 其中“拉链式”压裂、同步压裂可通过应力叠加效应大幅度提高初始产量和最终采收率, 并在 M 致密砂岩气藏开发过程中得到验证。

针对 M 致密砂岩气藏储层砂岩厚度大、井工厂立体开发需要纵向多层布井的特点, 为进一步增强储层改造效果, 减小井间干扰, 在北美地区非常规钻井完井实践的基础上, 开展了 M 致密砂岩气藏储层“工厂化”钻井完井开发先导试验。针对该厚层储层, 纵向上采用“W”形布井方式(见图 6); 采用“工厂化”钻井完井施工, 单井钻井完井成本降低了 15% 左右, 取得了良好效果。

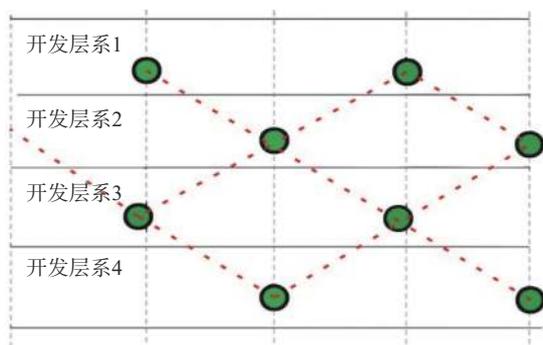


图 6 “W”形布井方式
Fig.6 W-shaped well pattern

3 应用效果

2020 年, M 致密砂岩气藏一平台 6 口井应用了上述技术, 纵向上针对层系 2 和层系 3 采用“W”形布井方式, 水平段采用“PDC 钻头+旋转导向工具”钻进, 使用水基钻井液, 完钻井深由 4 600 m 增至 6 000 m, 水平段长度由 1 800 m 增至 3 000 m, 钻井周期由初期的 38 d 降至 28 d。

根据模拟结果, 水平井井间距设定在 300~400 m, 在实现储层充分改造的同时, 减少井间干扰。压裂级间距由 100 m 加密为 50 m, 压裂加砂规模由 1.0 t/m 提高到 2.0~3.0 t/m, 施工参数优化后, 单井产能与施工参数近似线性关系增加。

采用闷井返排方式, 压裂后闷井 14 d 左右, 返排见油气时间由原来的 3~4 d 缩短至返排当天, 并且产水量明显降低。有 1 口井因地面设施等原因闷井 1 年半, 投产初期日产油量 191 m³, 日产气量 29×10⁴ m³, 由于闷井时间长, 压裂液充分滤失至地层, 初期不产水; 投产 45 d 后, 日产油 80 m³, 日产气量 14×10⁴ m³, 日产水量仍非常低。

通过优选钻井参数及应用井工厂模式, 明显缩短了钻井周期, 提高了井身质量, 实现了提高钻井效率、降低钻井成本的目的; 开发效果改善明显, 产能与施工参数基本实现同步倍数增长。采用新工艺、新参数的井与采用原参数的井相比, 平均单井产量增加了一倍。

4 结论与建议

1) 地质和工程相结合合理划分开发层系, 确定开发井网部署, 是 M 致密砂岩气藏提高采收率、改善开发效果的前提条件。

2) 根据 M 致密砂岩气藏油气性质和储层地质特征, 优选合理的钻井完井施工参数; 采用机器学习分析方法, 对大量数据进行分析, 优选出合适的参数值, 是实现高效开发的有效措施。

3) 通过优选新型钻头、优选钻井液体系和优化井身结构, 降低了 M 致密砂岩气藏致密气的开发成本, 提升了北美地区非常规油气抵御低油气价冲击的能力。

4) 通过技术研究, M 致密砂岩气藏开发取得了良好效果, 今后应当根据地质和工程技术的发展, 不断完善钻井完井研究和施工工艺, 以进一步提高

施工效率,降低开发成本,实现致密气的高效开发。

参 考 文 献

References

- [1] US Energy Information Administration. International energy outlook 2019 with projections to 2050[R]. Washington, DC: EIA, 2019.
- [2] National Energy Board. Tight oil development in the Western Canada Sedimentary Basin: energy briefing note[R]. Alberta: National Energy Board, 2011.
- [3] 陈作,刘红磊,李英杰,等.国内外页岩油储层改造技术现状及发展建议[J].石油钻探技术,2021,49(4):1-7.
CHEN Zuo, LIU Honglei, LI Yingjie, et al. The current status and development suggestions for shale oil reservoir stimulation at home and abroad[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 1-7.
- [4] 李庆辉,陈勉,WANG F P,等.工程因素对页岩气产量的影响:以北美 Haynesville 页岩气藏为例[J].天然气工业,2012,32(4):54-59.
LI Qinghui, CHEN Mian, WANG F P, et al. Influences of engineering factors on shale gas productivity: a case study from the Haynesville shale gas reservoir in North America[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 54-59.
- [5] MASTERS J A. Deep basin gas trap, Western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [6] LAW B E. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [7] 光新军,叶海超,蒋海军.北美页岩油气长水平段水平井钻井实践与启示[J].石油钻采工艺,2021,43(1):1-6.
GUANG Xinjun, YE Haichao, JIANG Haijun. Drilling practice of shale oil & gas horizontal wells with long horizontal section in the North America and its enlightenment[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(1): 1-6.
- [8] 石建刚,席传明,熊超,等.吉木萨尔页岩油藏超长水平井水平段长度界限研究[J].特种油气藏,2020,27(4):136-142.
SHI Jiangan, XI Chuanming, XIONG Chao, et al. Lateral length limit of ultra-long horizontal well in Jimsar shale oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(4): 136-142.
- [9] 赵福豪,黄维安,雍锐,等.地质工程一体化研究与应用现状[J].石油钻采工艺,2021,43(2):131-138.
ZHAO Fuhao, HUANG Weian, YONG Rui, et al. Research and application status of geology-engineering integration[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(2): 131-138.
- [10] 章敬.非常规油藏地质工程一体化效益开发实践:以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油为例[J].断块油气田,2021,28(2):151-155.
ZHANG Jing. Effective development practices of geology-engineering integration on unconventional oil reservoirs: taking Lucaogou Formation shale oil in Jimsar Sag, Junggar Basin for example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2): 151-155.
- [11] 曾波,王星皓,黄浩勇,等.川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术[J].石油钻探技术,2020,48(5):77-84.
ZENG Bo, WANG Xinghao, HUANG Haoyong, et al. Key technology of volumetric fracturing in deep shale gas horizontal wells in Southern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 77-84.
- [12] 刘巍,刘威,谷建伟.基于机器学习方法的油井日产量预测[J].石油钻采工艺,2020,42(1):70-75.
LIU Wei, LIU Wei, GU Jianwei. Oil production prediction based on a machine learning method[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(1): 70-75.
- [13] 耿黎东.大数据技术在石油工程中的应用现状与发展建议[J].石油钻探技术,2021,49(2):72-78.
GENG Lidong. Application status and development suggestions of big data technology in petroleum engineering[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(2): 72-78.
- [14] 王建龙,冯冠雄,刘学松,等.长宁页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术[J].石油钻探技术,2020,48(5):9-14.
WANG Jianlong, FENG Guanxiong, LIU Xuesong, et al. Key technology for drilling and completion of shale gas horizontal wells with ultra-long horizontal sections in Changning Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 9-14.
- [15] 王敏生,光新军,耿黎东.页岩油高效开发钻井完井关键技术及发展方向[J].石油钻探技术,2019,47(5):1-10.
WANG Minsheng, GUANG Xinjun, GENG Lidong. Key drilling/completion technologies and development trends in the efficient development of shale oil[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 1-10.
- [16] 刘博峰,张庆九,陈鑫,等.致密油储层压裂液渗吸特征及水锁损害评价[J].断块油气田,2021,28(3):318-322.
LIU Bofeng, ZHANG Qingjiu, CHEN Xin, et al. Completion fluid absorption characteristics for tight reservoir and damage evaluation[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(3): 318-322.
- [17] 王建龙,齐昌利,柳鹤,等.沧东凹陷致密油气藏水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2019,47(5):11-16.
WANG Jianlong, QI Changli, LIU He, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in tight oil and gas reservoirs in the Cangdong Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 11-16.
- [18] 秦文政,党军,臧传贞,等.玛湖油田玛18井区“工厂化”水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2019,47(2):15-20.
QIN Wenzheng, DANG Jun, ZANG Chuanzhen, et al. Factorization drilling technology of the horizontal well in the Ma18 Well Block of the Mahu Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(2): 15-20.
- [19] 路保平.中国石化石油工程技术新进展与发展建议[J].石油钻探技术,2021,49(1):1-10.
LU Baoping. New progress and development proposals of Sinopec's petroleum engineering technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(1): 1-10.

[编辑 滕春鸣]