

文章编号: 1000-0747(2020)04-0739-11 DOI: 10.11698/PED.2020.04.10

页岩油气成功开发的关键技术、先进理念与重要启示 ——以加拿大都沃内项目为例

李国欣¹, 罗凯², 石德勤³

(1. 中国石油勘探与生产分公司, 北京 100007; 2. 中国石油天然气集团有限公司科技管理部, 北京 100007;
3. 中国石油集团油田技术服务有限公司, 北京 100007)

基金项目: 政府间国际科技创新合作重点专项“能源与水纽带关系及高效绿色利用关键技术”(2016YFE0102400);
中国工程院咨询项目“中国西部地区化石能源与水资源协同发展战略研究”(2019-XZ-33)

摘要: 以加拿大都沃内项目为例, 总结北美地区页岩油开发的先进技术和工程管理模式, 并提出加快国内陆相页岩油商业化开发的初步建议。介绍了项目地质选区评价、长水平段快速钻完井、密切割压裂、井距优化等领域的先进技术、宝贵认识及丰富经验。对北美非常规资源项目全生命周期管理的理念和内涵进行了分析, 其对前期评价的重视及风险管控, 高度竞争的市场环境对技术创新和管理创新的重要推动作用, 以及全行业知识、经验的低成本共享制度及管理模式, 都对国内加快非常规资源勘探开发具有重要的启示和借鉴意义。中国页岩油气资源丰富, 是保障国家油气能源供给的重要接替领域, 但由于起步较晚以及特殊的地质特点和工程难点, 无论是技术水平还是管理模式与北美相比都存在较大差距, 根据北美页岩油气开发的先进经验及启示, 提出了加快中国页岩油气发展的初步建议。图 18 参 39

关键词: 页岩油; 页岩气; 长水平井; 密切割压裂; 全生命周期管理; 规模开发

中图分类号: TE37 文献标识码: A

Key technologies, engineering management and important suggestions of shale oil/gas development: Case study of a Duvernay shale project in Western Canada Sedimentary Basin

LI Guoxin¹, LUO Kai², SHI Deqin³

(1. PetroChina Exploration & Production Company, Beijing 100007, China; 2. CNPC S & T Department, Beijing 100007, China; 3. CNPC Oilfield Service Company Limited, Beijing 100007, China)

Abstract: The Duvernay project in Canada was taken as an example to summarize the advanced technology and engineering management model of shale oil development in North America. Preliminary suggestions were put forward to accelerate the commercial development of domestic continental shale oil. The advanced technologies, valuable knowledge and rich experience were introduced, including the evaluation of geological target area of the project, rapid long horizontal drilling and completion, high-intensity fracturing, and well spacing optimization. In particular, the concept and connotation of the full life cycle management of North American unconventional resource projects were analyzed. Its emphasis on early evaluation and risk management, and a highly competitive market environment have played an important role in promoting technological innovation and management innovation. In addition, the low-cost sharing system of industry-wide knowledge and experience and the management mode were applied. These management approaches are of great significance for reference in accelerating the exploration and development of unconventional resources in China. China possesses abundant shale oil and gas resources, which are an important replacement to guarantee the national oil and gas energy supply. However, due to the late start and special geological characteristics and engineering difficulties in China, there is a large gap in technology level and management mode compared with North America. According to the advanced experience and enlightenment of the shale oil and gas development in North America, a preliminary proposal to accelerate the development of shale oil and gas in China was made.

Key words: shale oil; shale gas; long horizontal well; high-intensity hydraulic fracturing; full-life cycle management; large scale exploitation

引用: 李国欣, 罗凯, 石德勤. 页岩油气成功开发的关键技术、先进理念与重要启示: 以加拿大都沃内项目为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 739-749.

LI Guoxin, LUO Kai, SHI Deqin. Key technologies, engineering management and important suggestions of shale oil/gas development: Case study of a Duvernay shale project in Western Canada Sedimentary Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 739-749.

0 引言

据国际能源机构预测,至 21 世纪中叶全球油气需求仍将持续增长^[1-2]。近年来,页岩革命的发生,一是促使美国于 2020 年成为油气净出口国^[2],二是使美国对全球石油市场的影响力持续增强,全球油气供给格局产生深刻变化,三是对全球能源发展态势及地缘政治都将产生深远的影响。近 20 多年来,国内油气需求快速增长,对外依存度不断攀升,2019 年原油、天然气对外依存度分别达 72.5%、45.2%^[3],未来需求仍将持续增长。但中国油气勘探开发历经半个多世纪的发展,部分主力含油气盆地已进入常规油气资源勘探开发中一后期阶段,非常规油气成为增储上产的主力,特别是新发现油气资源劣质化显著,且这种趋势呈逐年递增态势。这就需要加大国内勘探开发力度,特别是加快非常规资源开发动用,保障国家油气供给安全。中国页岩油气资源丰富,近几年在准噶尔、渤海湾、鄂尔多斯、四川等盆地取得了重大突破,经过前期勘探开发实践,目前对国内主要盆地的页岩油气特征取得了一些重要认识^[4-5],但要实现页岩油气革命,亟待理论、技术及管理 3 大领域取得重大创新^[4]。北美地区页岩油开发取得了巨大成功,积累了丰富的理论认识和关键技术,形成了卓越的管理理念和先进的管理模式,对助推中国页岩油气革命、加快资源高效开发利用具有重要的指导意义。结合文献调研^[6-20],本文以加拿大都沃内(Duvernay)项目为例,较为系统地总结北美地区页岩油开发的先进技术和工程管理模式,并结合国内页岩油资源现状和勘探开发进展,提出加快国内陆相页岩油商业化开发的初步建议。

1 都沃内项目概况

都沃内项目位于非常规油气资源富集的西加拿大盆地(简称西加盆地)(见图 1)。西加盆地为典型的前陆盆地,面积为 $140 \times 10^4 \text{ km}^2$,地理位置位于加拿大地盾和落基山脉之间,横跨加拿大西北地区、不列颠哥伦比亚、阿尔伯塔、萨斯喀彻温和马尼托巴省,部分向南延伸至美国的蒙大拿州、北达科他州和南达科他州。自加拿大地盾西边缘至落基山山前,西加盆地地层呈一向北东方向减薄的楔状体,东北近加拿大地盾一侧中元古代—新生代地层完全遭受剥蚀,科迪勒拉山系一侧厚度可达 20 km。楔状体下部发育寒武系碎屑岩地层,但仅局限于落基山脉地区;中部发育奥陶系—下石炭统碳酸盐岩地层;上部三叠系—第三系地层也

较为发育。以北部的泰斯利纳高地(Ththlina High)和南部的香草隆起(Sweet Grass Arch)为界,西加盆地划分为麦肯奇、阿尔伯塔和威利斯顿 3 个次级盆地,都沃内项目位于阿尔伯塔盆地西部的深盆。



图 1 都沃内项目地理位置图

2012 年 12 月,中国石油天然气股份有限公司(以下简称中国石油)进入都沃内项目,合同模式为矿税制,中国石油权益为 49.9%,Encana 公司权益为 50.1%,联合作业。截至 2018 年底,都沃内项目区块总面积为 $1\,555 \text{ km}^2$,总资源量约 $18.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ 油当量 ($115 \times 10^8 \text{ boe}$),根据地理位置划分为 Simonette、Pinto、Edson 和 Willesden Green 4 个区块(见图 2)。其中 Simonette 区块为项目主力开发区块,“甜点区”面积约 400 km^2 ,

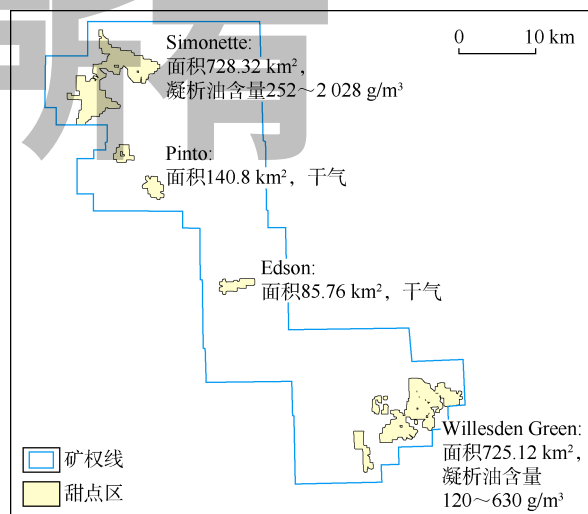


图 2 都沃内项目区块平面分布图

资源量为天然气 $4\,409\times 10^8\text{ m}^3$, 凝析油 $3.97\times 10^8\text{ t}$ 。作为西加盆地主要的烃源岩之一, 泥盆系 Duvernay 组页岩为都沃内项目开发的主力层系, 为一套最大海侵期形成的富含沥青质暗色页岩, 埋深在 $3\,000\sim 4\,200\text{ m}$, 储集层有效厚度为 $30\sim 45\text{ m}$ (平均 39 m), 有效孔隙度为 $3\%\sim 6\%$, 渗透率为 $(0.000\,1\sim 0.000\,3)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$; TOC 值为 $2\%\sim 6\%$ (平均 3.5%), R_o 值为 $0.6\%\sim 2.9\%$ (平均 1.2%), 吸附气含量为 $0.5\sim 2.5\text{ m}^3/\text{t}$, 凝析油含量主要为 $120\sim 2\,028\text{ g}/\text{m}^3$ 。

2012年12月中国石油进入都沃内项目时, 年产油气当量仅为 $1.77\times 10^4\text{ t}$ 。截止到2018年, 该项目年产天然气由 $0.13\times 10^8\text{ m}^3$ 增加到 $14.4\times 10^8\text{ m}^3$, 年产凝析油由 $0.75\times 10^4\text{ t}$ 增加到 $73\times 10^4\text{ t}$, 年产油气当量达到 $188\times 10^4\text{ t}$, 油气产量显著增大。这首先得益于中国石油与 Encana 公司在产能评价和建产方面密切协作, 不断开展精细研究, 定期系统交流。在项目产能评价阶段(2012年—2014年)采用分轮评价理念, 优选“甜点区”; 在规模建产阶段(2015年—2018年)不断验证与调整, 实现区块接替滚动开发。其次得益于联合公司充分优选技术先进的服务商, 其中参与钻井的国际和本地技术服务商达到14家以上, 参与完井的国际和本地技术服务商达到12家以上, 从而使技术不断优化, 实现“少井高效”。

2 关键技术

2.1 地质选区评价技术

都沃内项目的地质选区评价是不断认识、验证、再认识、再验证、再深化并优化调整的过程。前期通过对多个区块逐步开展产能评价, 不断完善不同阶段“甜点区”评价技术, 从而优选“甜点区”; 进入规模建产阶段遵循的原则是以最少的工作量有效动用储量, 实现“少井高效”。

2012年—2014年, 都沃内项目采用分轮评价理念, 共开展3轮产能评价工作, 并根据三维地震资料对 Simonette、Willesden Green、Pinto、Edson 4个区块进行了钻探评价。

第1轮是2012年底前, 项目已投产4口分段压裂水平井, 年产油气当量 $1.77\times 10^4\text{ t}$ 。其中 Willesden Green 区块 Duvernay 组3口, Simonette 区块 Duvernay 组1口, 但 Willesden Green 区块生产效果较 Simonette 区块差; 此外, 在 Pinto 区块钻了1口直井, 证实为干气, 未投产。在此阶段, 形成了基于氢指数的凝析油含量预测技术, 即根据岩心或岩屑地球化学数据发现氢指

数与凝析油含量存在良好的相关性, 且氢指数可以由 $\delta^{13}\text{C}_2$ 、 $\delta^{13}\text{C}_3$ 和丁烷异构体比来进行计算。采用上述技术, 可以初步预测凝析油含量分布。

第2轮是2013年, 因先前证实 Pinto 区块为干气, 故制定了暂不开发 Pinto 区块的策略, 同时加强了对 Willesden Green 区块的评价。2013年项目新投产17口井, 其中 Willesden Green 区块9口, Simonette 区块8口, 年产油气当量合计 $12.66\times 10^4\text{ t}$ 。Willesden Green 区块单井平均高峰产气 $5.38\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ($1.9\text{ MMscf}/\text{d}$), 高峰产凝析油 $43.0\text{ m}^3/\text{d}$ ($270.6\text{ bbl}/\text{d}$), 天然气预计单井平均最终累计产量 (EUR) 为 $3\,398.04\times 10^4\text{ m}^3$ (1.2 bcf), 凝析油 EUR 为 $15\,264.0\text{ m}^3$ (96 Mbbl)。Simonette 区块单井平均高峰产气 $8.21\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ($2.9\text{ MMscf}/\text{d}$), 高峰产凝析油 $119.9\text{ m}^3/\text{d}$ ($754\text{ bbl}/\text{d}$), 天然气 EUR 为 $5\,097.06\times 10^4\text{ m}^3$ (1.8 bcf), 凝析油 EUR 为 $51\,404.7\text{ m}^3$ (323.3 Mbbl)。进一步证实 Willesden Green 区块单井生产效果远比 Simonette 区块差, 没有达到预期。

第3轮是2014年, 项目新投产19口井, 年产油气当量合计 $39.18\times 10^4\text{ t}$, 其中 Simonette 区块16口, 鉴于 Willesden Green 区块已钻井生产效果不理想, 尝试改进压裂工艺在 Willesden Green 区块继续试验3口井, 但单井生产效果依然没有达到预期。同时, 在 Edson 区块钻1口水平井, 证实 Edson 区块为干气, 故制定了暂不开发 Edson 区块且暂缓开发 Willesden Green 区块的策略。在此阶段, 进一步引入分段压裂水平井生产动态数据和水平井水平段不同位置岩屑地球化学数据

(1口水平井可定量表征水平段上多个不同位置的凝析油含量), 从而丰富对平面凝析油含量分布的认识, 有效提高预测精度。在此基础上, 将凝析油含量为 $540\sim 1\,125\text{ g}/\text{m}^3$ 的区带划分为特高 ($630\sim 1\,125\text{ g}/\text{m}^3$) /高含凝析油 ($540\sim 630\text{ g}/\text{m}^3$) 区带, 为规模开发奠定基础。

从2015年开始, 项目进入规模建产阶段, 并制定策略: 在2015年—2016年重点开发 Simonette 区块 Duvernay 组, 优先开发特高/高含凝析油区带, 接替开发挥发性油区带, 放缓开发含凝析油区带。新投产96口井, 全部位于 Simonette 区块 Duvernay 组, 截至2016年底产能达到 $179.36\times 10^4\text{ t}$ 。2017年, 在重点开发 Simonette 区块主力 Duvernay 组基础上, 评价浅层 Montney 组和 Nordegg 组潜力, 新投产27口井, 产能达到 $200\times 10^4\text{ t}$ 以上。其中 Montney 组高峰产气 $18\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、产凝析油 $40\text{ t}/\text{d}$, Nordegg 组高峰产气 $4\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、产凝析油 $50\text{ t}/\text{d}$, 评价井试采效果良好, 揭示了浅层 Montney 组和 Nordegg 组具有一定开发潜力, 有望成

为主力 Duvernay 组的产能接替。截止到 2018 年底,共钻水平井 180 口,投产 172 口,2018 年年产油气当量 188×10^4 t。

2.2 超长水平井优快钻井技术

都沃内项目重要的经验和认识是,长水平段是提高单井控制储量和 EUR 的核心。通过井眼瘦身、优化钻头、优选钻井液、强化钻井参数等措施,尽可能延长水平段以确保单井控制更多的储量,追求更大的 EUR;同时,实施地质和工程一体化,在地质条件允许情况下尽可能增加水平段长度,为效益开发奠定基础。

2012 年—2018 年,都沃内项目水平段长度从 1 300 m 增加到 3 000 m 以上(见图 3),6 年间水平段长度增加 1 倍以上;井深从 5 000 m 增加至 7 000 m 以上(见图 3),平均完钻井深增加了 40%,单井可动用证实储量达到 21.5×10^4 t 油当量,单井控制储量与初期相比增加 2~3 倍。从项目钻井技术的进步来看,有以下几点值得借鉴。

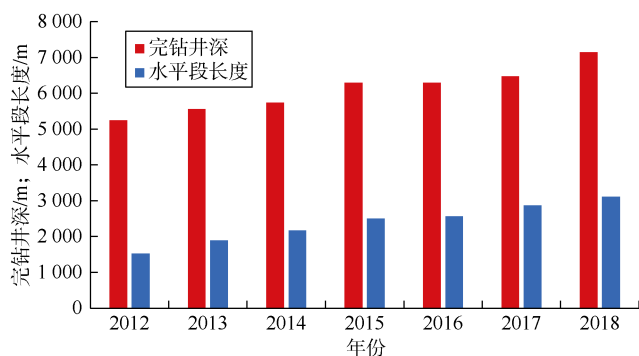


图 3 都沃内项目历年钻井深度和水平段长度统计图

①井身结构优化。都沃内项目采用三开井身结构。一开钻 349.3 mm ($13 \frac{3}{4}$ ") 井眼,表层套管尺寸由 273.1 mm ($10 \frac{3}{4}$ ") 缩小为 244.5 mm ($9 \frac{5}{8}$ "),经济安全实用。二开钻井时井眼尺寸由 250.8 mm ($9 \frac{7}{8}$ ") 缩小至 222.3 mm ($8 \frac{3}{4}$ "),使用 193.7 mm ($7 \frac{5}{8}$ ") 技术套管,大大提高了钻进速度。经统计,优化后的二开井眼钻井周期平均缩短了 6.7 d。三开时,水平段井眼尺寸由 155.6 mm ($6 \frac{1}{8}$ ") 增加到 171.5 mm ($6 \frac{3}{4}$ "),油层套管由 114.3 mm ($4 \frac{1}{2}$ ") 套管/尾管优化为 139.7 mm ($5 \frac{1}{2}$ ") + 114.3 mm ($4 \frac{1}{2}$ ") 复合套管。水平段井眼的扩大和复合管柱的应用更有利于长水平段油层套管的安全下入,同时水泥环厚度由 21 mm 增加至 28 mm,固井质量提高的同时也降低了套变风险。

②先进钻机配备。都沃内项目应用了先进的钻井

设备工具,自动化程度高,主要以 AC(交流)钻机为主,占比 70%以上。此钻机的优点主要是钻井参数调整范围灵活,能够满足施工期间各种工序的要求。例如,井架立柱由 3 个单根向 2 个单根过渡,钻杆长度由 9.55 m 增加到 14.30 m,节省了接单根、甩单根时间;起下钻时间由 4.6 min/柱降至 2.7 min/柱,下套管时间由 5.1 min/根降至 1.9 min/根,大大缩短了钻井周期;此外,AC70 钻机所有设备以模块撬装为主,搬家和安装时间也由原来的 4 d 减少到 2 d,节省了一半时间。

③钻头及钻井参数优选。全部选用 PDC 钻头,优势在于钻井一开时可针对表层砾石夹层、软硬互层、研磨性强的地层,选用刮刀型翼状结构——斜型刀翼、螺旋结构布齿,实现一开仅用 1 只 PDC 钻头完钻。二开时,钻遇研磨性低的地层时,可以实现 1 只 PDC 钻头完钻,钻遇研磨性高的地层时,则需要 2~3 只 PDC 钻头;在钻达造斜点之前的井段时,PDC 钻头不仅可以满足定向的要求,而且可以最大限度钻穿研磨性强的地层,并且减少白云岩和硬石膏层对钻头的损害。三开选择 PDC 钻头,可以满足导向能力强、漂移趋势小、轴向效率高等要求,通过优选可实现单只钻头进尺达 3 000~3 500 m。同时,在参数优选方面,以不同开次螺杆尺寸为基础,参照螺杆参数最大化进行优选,如水平段排量由 $0.9 \text{ m}^3/\text{min}$ 提高至 $1.2 \text{ m}^3/\text{min}$,泵压由 27 MPa 提高至 41 MPa,钻压由 8 t 提高至 14 t,转速由 50 r/min 提高至 100 r/min,实现水平段钻速由 15 m/h 提高到 49 m/h,目的是提高排量和携砂能力,保障安全快速钻井。

④钻具组合优化。都沃内项目因目的层岩性均质、储集层较厚,与使用旋转地质导向工具相比,使用 MWD(随钻测量)更经济合算。但项目内个别井由于水平段更长,为保证井眼平滑,防止出现复杂情况,则优先使用旋转地质导向工具。从中国石油集团长城钻探工程有限公司在加拿大阿尔伯塔省米湾湖项目应用旋转地质导向工具的实际情况看,机械钻速从 20 m/h 提高到 40 m/h,单井节约周期 3.5 d,看似经济性不优,但从长周期整体衡量,使用旋转导向工具可以提供光滑平整的井眼,对于后期套管下入、固井质量和井的长期安全较为有益。

⑤更稳定、适合的钻井液。都沃内项目二开后全部使用油基钻井液,性能稳定,抑制性强,可解决页岩遇水膨胀缩径、垮塌的问题,也降低了造斜段、水平段磨阻,减少了长水平段卡钻等复杂事故的发生;而且油基钻井液现场更易于配置,维护方便,携砂效

果好,体系性能完全能够满足长裸眼井段安全钻进的要求,同时油基钻井液还可以重复利用,降低成本。

2.3 井网井距优化技术

井网井距优化是油气资源高效开发的基础,主要以提高单井控制储量、资源动用率、采收率及项目经济效益为核心目标。都沃内项目针对渗透率极低的页岩油地层,进行了不同井距的开发先导试验,并通过试验对井网井距持续优化,积累了丰富经验,形成了页岩油储集层分段压裂水平井井距和井网布局优化技术。既保证单井控制足够大的经济可采储量,又避免由于人工压裂缝沟通导致的井间干扰或井距过大导致的资源浪费。当前北美水平井井距为100~500 m。

都沃内项目通过分析井距150 m的相邻3口井干扰情况,发现两侧井的压力波动会严重影响中间井的产量,表明井间存在干扰,明确了150 m井距偏小。同时,选取压裂工艺基本相当的150, 200, 400 m井距的生产数据进行了对比分析(见图4),发现边界反馈时间随井距增加大幅延迟,进一步表明150 m和200 m井距存在井间干扰。兼顾储量控制,2017年—2018年项目提出适度扩大井距到300 m,并开展300 m井距的先导试验。试验表明300 m与400 m井距下产量相近(见图5),在目前技术条件下,300 m井距较为合理,400 m井距可能会过大而较难控制储量。与原200 m井距相比,300 m井距单井首年累产可提高40%左右(见图5)。都沃内项目采用此方案部署,减少钻井243口,实现了少井高效。

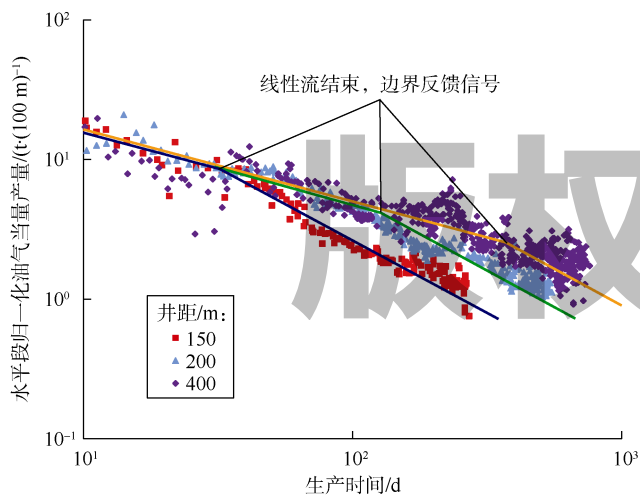


图4 不同井距的边界反馈

2.4 密切割水力压裂技术

近年来,大规模密切割体积压裂是北美普遍应用的提产增效核心技术^[13-14],即践行密切割蓄能体积压裂理念,缩短段/簇间距,通过套管压裂提高施工排量,

增大加砂/加液强度,有效提高单井控制体积(SRV);通过优化压裂材料,采用石英砂替代陶粒等,大幅降低压裂成本,提升开发效益。

都沃内项目采用可降解桥塞+分簇射孔压裂工艺,2012年—2018年,段间距不断缩小,自2012年的89 m降至2018年的49 m(见图6),缩短了45%,产量随段间距缩小不断增加。通过对比都沃内项目、相邻同层开发区块及壳牌作业区块产量随段间距变化趋势(见图7)发现,都沃内项目段间距主要在50~100 m,相邻同层开发区块段间距主要在70~150 m,壳牌作业

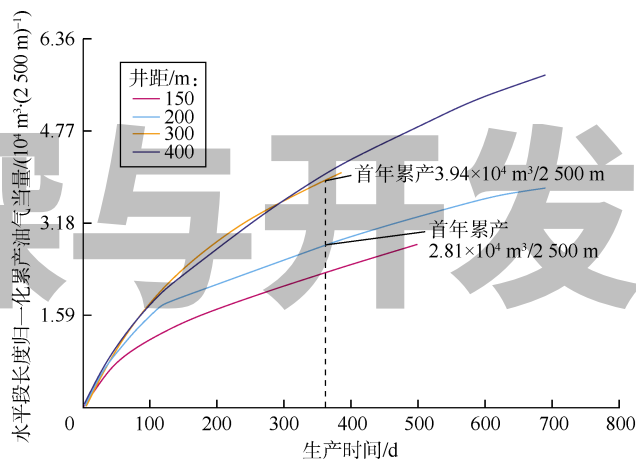


图5 不同井距平均单井累产油气当量对比曲线

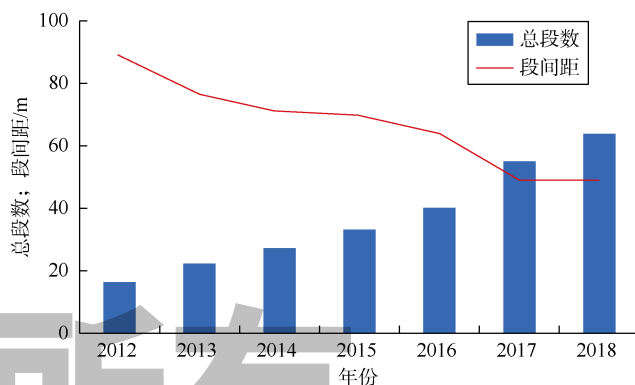


图6 压裂段数与段间距变化图

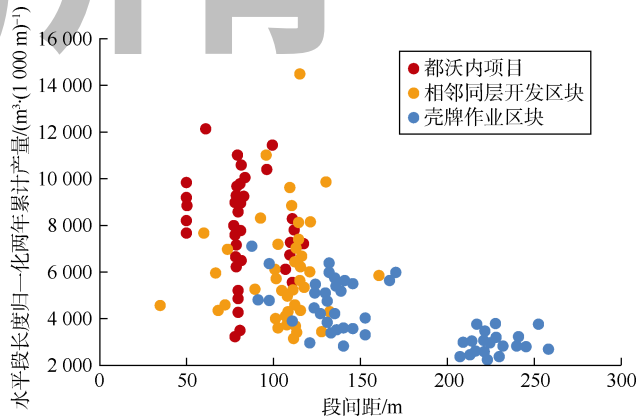


图7 产量随段间距变化趋势

区块段间距则主要在 100~250 m;对比两年累计产量,总体上从大到小依次为都沃内项目、相邻同层开发区块、壳牌作业区块,表明较小段间距可获得较高累计产量。

在缩短段间距的同时,都沃内项目持续增加单段压裂簇数,由开始的 3~4 簇增加到 7 簇,簇间距由开始的 15 m 逐渐减少至 7 m (见图 8)。通过对比都沃内项目、相邻同层开发区块及壳牌作业区块产量随每 50 m 簇数变化趋势(见图 9)发现,都沃内项目每 50 m 簇数主要在 4~8,高于相邻同层开发区块及壳牌作业区块的 2~6,对比两年累计产量,总体上从大到小依次为都沃内项目、相邻同层开发区块、壳牌作业区块,表明更多的簇数有利于提高累计产量。

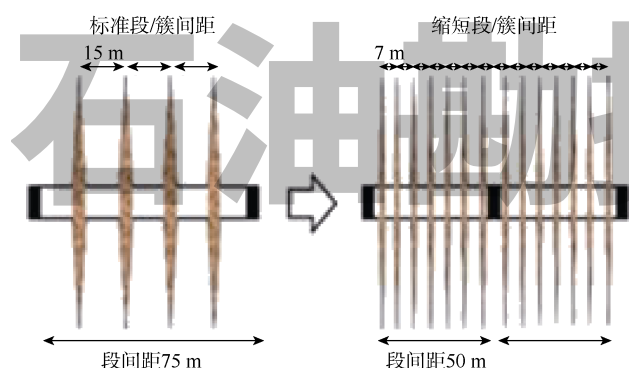


图 8 段/簇间距优化示意图

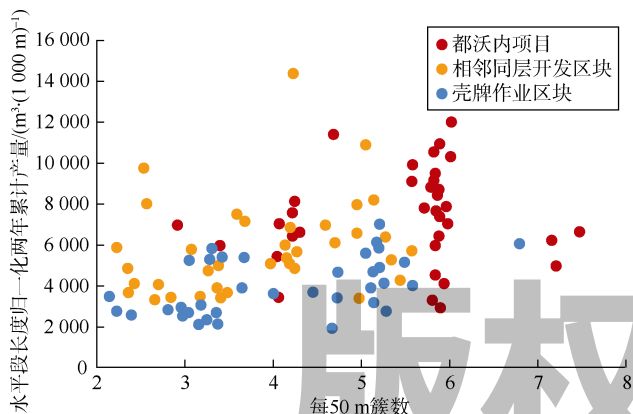


图 9 产量随簇数变化趋势图

与当前北美地区工业界的普遍认识一样,都沃内项目基于“砂就是油,砂量就是油量”的理念,采用滑溜水+新型高黏聚合物压裂液,加砂强度自 2012 年的 1.69 t/m 增加到 2018 年的 3.90 t/m (见图 10),携砂段最高支撑剂浓度达 600 kg/m³;同时,全部采用 100 目+40/70 目(0.150 mm+0.380/0.212 mm)石英砂代替陶粒支撑剂,大幅降低压裂成本。通过对比都沃内项目、相邻同层开发区块及壳牌作业区块产量随支撑剂添加量变化趋势(见图 11)发现,较高的支撑剂添加量

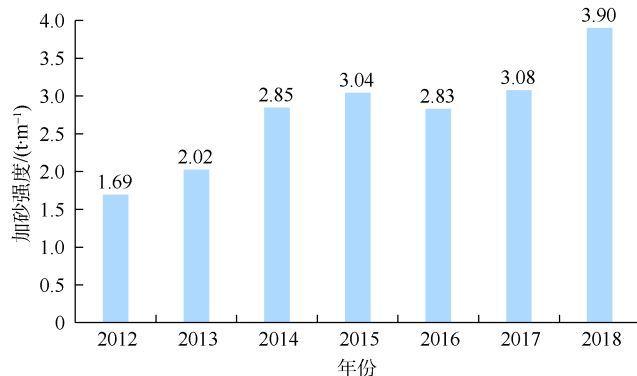


图 10 加砂强度变化趋势图

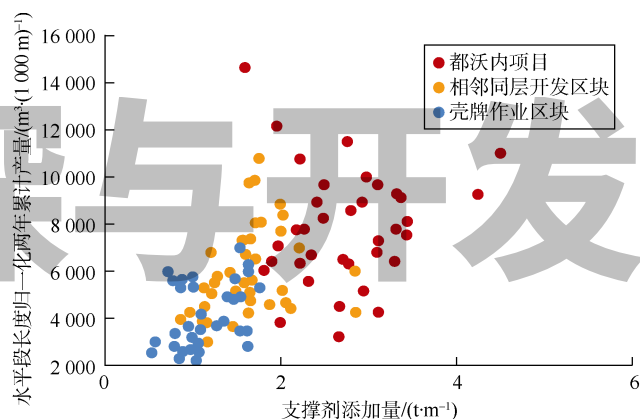


图 11 产量随支撑剂添加量变化图

有利于提高累计产量。

此外,都沃内项目推行“用较少的液量携入地层更多的砂”,以降低压裂成本和环保压力,单位加砂用量由 2012 年的 11.2 m³/t 降低到 2018 年的 5.1 m³/t,单簇用量由 509 m³/簇降低到 139 m³/簇,降低 70% 以上(见图 12)。此举值得国内借鉴并引起重视,特别是在西部水资源相对匮乏的地区,降低液量,实现水资源高效利用,并且兼顾环境保护尤为重要。

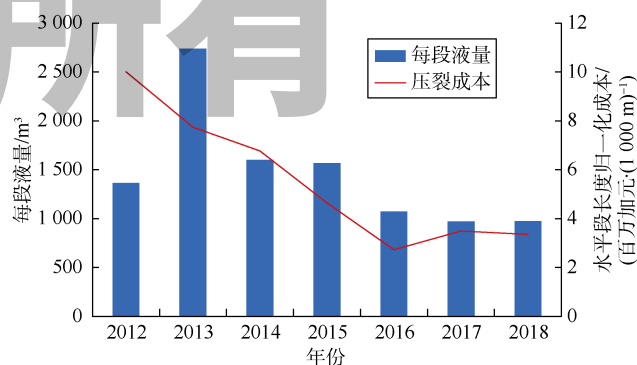


图 12 每段液量与压裂成本变化趋势图

2.5 开发效果

都沃内项目成功应用以上技术后,单井峰值产量

与 EUR 指标上升幅度较大。自 2012 年以来,随着“甜点区”的确定,开发范围从 Willesden Green 和 Simonette 两个区块变为集中在 Simonette 区块的特高/高含凝析油区带“甜点区”。同时,随着钻完井工艺技术进步,分段压裂水平井的单井峰值产量和 EUR 呈逐年上升趋势(见图 13、图 14)。分段压裂水平井单井的天然气峰值产量从 2012 年的 $8.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增长到 2018 年的 $17.09 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, EUR 从 2012 年的 $0.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增长到 2018 年的 $0.9 \times 10^8 \text{ m}^3$;单井凝析油峰值产量从 2012 年的 70.93 t/d 增长到 2018 年的 196.36 t/d , EUR 从 2012 年的 $2.6 \times 10^4 \text{ t}$ 增长到 2018 年的 $6.9 \times 10^4 \text{ t}$ 。

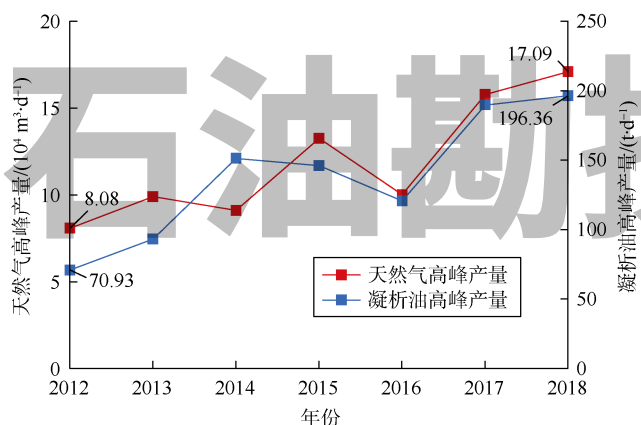


图 13 分段压裂水平井单井峰值产量变化趋势图

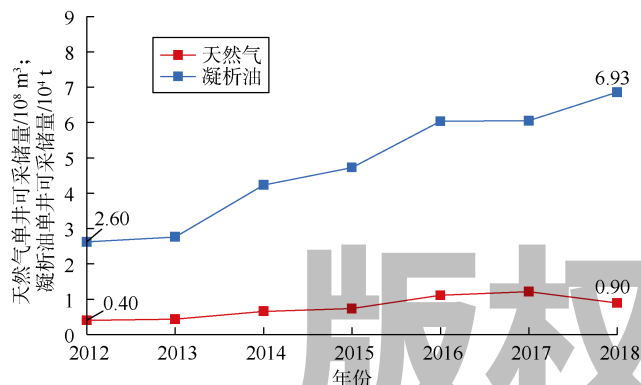


图 14 分段压裂水平井单井可采储量变化趋势图

3 先进的工程管理模式

3.1 全生命周期管理

全生命周期管理是非常规资源高效动用最有效的组织模式,合理设置风险及其管控是整个管理体系的核心。北美地区非常规油气项目决策原则及程序实行项目全生命周期管理,包括初期勘探、评价、优选、定案、实施(计划、运行)、执行(评估、调整)6个阶段,施行“一体化”管理,高效融合运作,特别是

对于勘探、评价、优选、定案这几个承受主要风险的阶段,设定相应的投资成本浮动区间。①勘探初期阶段,由于受区域地质认识程度不足和其他因素限制,项目勘探开发不确定性大,因而允许承受较大的风险,可承受成本浮动预计在 $-20\% \sim +50\%$,即勘探阶段的预算超出计划 50%是可以接受的。②评价阶段主要目的是获取目标区域静态参数,充分评价可能存在的风险,开展井位初步设计及试验;该阶段仍然允许承受较大的风险,可承受成本浮动预计在 $-20\% \sim +40\%$ 。③优选阶段通过对前期的研究评价、经验教训分析,进一步优化技术方案和投资管控,进行经济效益测算,由于该阶段已经基本完成静态认识任务,不确定性有所降低,所以可承受成本浮动设定在 $-15\% \sim +25\%$ 。④定案阶段主要是在规模开发前,编制预可行性方案,确定开发产建部署、钻完井工程方案、投资效益方案等,在最终方案确定前,允许有失误并且可以承担一定风险,该阶段可承受成本浮动设定在 $-10\% \sim +10\%$ 。此后,通过前期的不断评价、优化、调整,在方案实施前解决所有认识问题,确保实施阶段万无一失。⑤实施阶段是在方案确定后,必须按照计划严格实施,理论上该阶段不再允许出现任何失误。⑥执行阶段对已实施的井进行效果评估,包括地质、安全、经济效益等方面评估,并将结果应用到新实施井,往复迭代不断优化井位,提高工程效率,得出更适合的技术和各项参数,持续推进降本增效。每个阶段都需要科学论证并持续完善,突出各阶段衔接性、系统性、统一性与协同性。

3.2 前期评价地质工程一体化及学习曲线管理

前期评价及其研究工作是整个项目高质量开发建设的关键,不仅可以极大地降低项目后期的风险,更可为项目后期高质量建设奠定坚实的基础。优化设计、确定设计及建井执行几乎贯穿了整个项目周期,优化设计起到了承前启后的核心作用,这个过程就是一个深化认识、完善技术、降低风险的过程,要容忍前期较高的投入并允许犯一些非颠覆性错误。前几个阶段的时间相对较长,因此在项目推进过程中,合理控制节奏十分必要,同时要善于构建项目学习曲线,不断总结经验、吸取教训,不断迭代改进,以降低开发风险。同时,由于页岩油气井产量递减快,基本无稳产期,常规油气开发方案编制理念、审批制度及工程建设模式等,已远不能适应非常规油气勘探开发快速反应和调整的需求。

从图 15 更能清晰地看出前期研究的重要性。根据北美地区实践,各阶段项目价值及投资成本不同,项

目前期研究、优选与决策阶段时间周期较长,总花费较少,但对项目最终价值贡献大。项目要素确定后,一旦进入执行实施阶段,规模建产投资急剧上升。建产后产量的逐步上升对项目现金流的贡献才逐渐增大,这充分说明最终投资决定之前的前期评价工作阶段对项目整体价值影响最大。因此,加拿大非常规油气勘探开发对项目前期评价工作极其重视,宁愿前期“慢”、多花时间也要做细做实,当方案一旦确定进入实施阶段后,工程施工过程中开发方案几乎不做大的调整,保证了开发质量与速度,保障了最终开发效果,实现了项目整体的快速勘探开发。

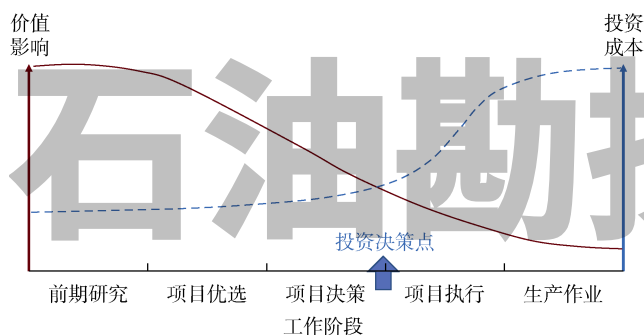


图 15 不同阶段投资成本与价值影响变化趋势

3.3 大数据信息共享平台建设

北美地区非常重视非常规油气勘探开发过程中的信息共享和平台建设。加拿大能源主管部门通过制定完整的管理制度体系,主导建立了专门的油气勘探开发信息化平台,出台了数据共享规定,强制性要求所有作业者的钻完井、测井、测试、生产等资料和信息在规定时间内必须上传管理平台。其他作业者花很少的资金购买权限,就可以直接查询使用。通过这种共享方式,许多小公司甚至可以通过研究邻区数据及各种设计案例、实施方案,直接编制自己的方案,可以避免大量的重复性研究,大大节约了社会总成本;对大公司而言,包括作业者、承包商、钻完井等服务公司,有自己的研发力量,往往可以借助全面丰富的勘探开发数据信息库,充分利用大数据分析等手段,通过研究大量实际案例,制定、完善项目各种单井、井组、区块甚至油田的工程方案及开发方案,特别是用于钻完井方案设计、工艺改进、工具优选等方面,有效避免了大量的重复试错,大幅度降低作业成本,提升作业效率和工程质量。

3.4 市场化竞争精准激励与管理

市场化是全球油气行业最普遍、最高效的组织模式。北美页岩油钻完井均采用市场化模式,实行“日

费制”精细管理。钻井、固井、完井等各专业分工明确,油公司作为甲方负责井场和道路等基础设施的修建,以及钻井、固井、钻井液等方案的设计,并与钻井、录井、测井、固井、钻头、定向、钻井液等专业服务公司单独签署合同,同时派驻钻井总监负责每口井的现场施工,全权负责各专业公司的生产组织管理,下达施工指令,各专业公司(乙方)仅负责设备和人员管理。

北美地区市场化组织模式的先进做法具体包括以下几个方面:①甲方和乙方严格按照合同条款执行,保障项目各环节无缝衔接,非生产时间得到了有效控制;②扩大技术服务市场化规模,充分引入竞争机制,甲方可以通过乙方的业绩表现,选择服务质量最好的公司签署合同,也可以对不达标乙方终止合同;③为实现成本递减、利润递增,建立了完善的定额、结算、考核、激励制度,一是钻遇率奖励,以最低钻遇率 80% 为投标设计底线,设立超过 10% 和 20% 两个奖励范围,精准奖励现场作业人员,极大地激发了现场人员的工作热情。二是设立服务方施工天数考核奖:用区块已钻井的历史数据平均值,作为基本奖励考核点,缩短钻井周期则给予奖金奖励或进行新钻井工作量激励。以上市场化的先进理念及做法,倒逼工程技术服务公司加强科技创新,持续降本增效,提高竞争力。在此基础上,构建协同一致、风险共担、利益共享的管理机制,共同推动非常规资源持续降本增效和效益开发。

4 启示与建议

4.1 来自北美页岩油气开发的启示

都沃内项目是中国石油近年来在海外非常规油气领域的明星项目,以其为代表的北美页岩油气开发带来的启示如下。

①合理的开发策略是项目成功的基础。非常规资源具有特殊性,其开发方式与常规资源有显著区别,开发策略也完全不同^[21-26]。特别是从油气资源开发整体动用的角度,常规油气藏开发最基本的出发点通常是要尽量避免井间干扰,但非常规油气却正好相反,其出发点就是希望通过超高强度压裂(近年来更发展到超高密度压裂),在超致密的地层中尽可能人为创造最大的改造体积,以形成井间干扰,增强井间连通程度和储量控制程度,从而最大限度地沟通在纳米尺度空间自身难以自由流动的油气;另一方面,又要充分利用井间干扰信息,避免形成较大的井间干扰^[27-28],以实现单井平均 EUR 最大、开发效果最佳、采收率最大、效益最好的终极目标。如都沃内项目就通过不同井距

的现场试验和井间干扰分析,将井距扩大 100 m,单井首年累计产量提高 40%。

②适用的技术评价方法是项目成功的保障。近年来,密切割压裂已成为国内外非常规资源开发最流行的技术^[6-7]。此类超高强度、超高密度压裂的改造效果评价,早期常常采用微地震等监测手段,但更多的监测手段表明非常规油气的实际泄流范围远小于微地震监测的改造体积^[21]。特别是高强度压裂是否真正打碎了岩石、其改造效果如何,这不仅是一个重要的工程实践难题,也是一个值得深入研究的重要科学问题。康菲公司最新的现场试验及研究表明^[21-23],与常规假设压裂时会在起裂处形成平面延伸裂缝不同,实际地层中会沿水平段形成分布极不均匀的密集的不同尺度裂缝簇;但沿水平井段压力干扰测试表明,从流动的角度看只有部分尺度相对较大的裂缝(见图 16,主裂缝)才对单井产量有贡献^[21],增加压裂密度实际上是增加较大裂缝的数目,从而增大了泄流范围,当流动裂缝间存在较大干扰时,进一步增加压裂密度,压裂效率(即每米水平段的产量贡献)反而降低^[13]。因此,研发新技术对每段甚至每簇压裂效果进行低成本测试、科学评价及模拟,有效避免储量动用盲区,已成为当前北美非常规油气领域研究的热点^[29-31]。

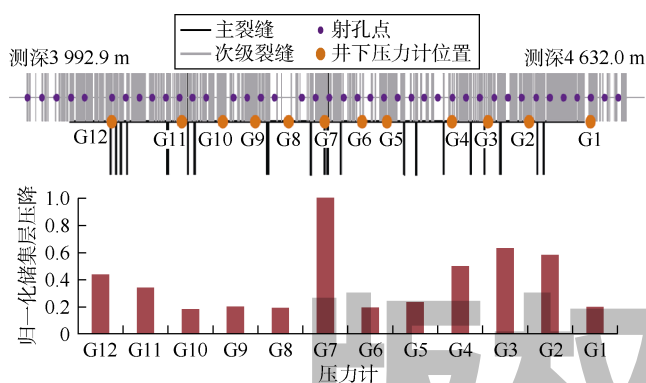


图 16 康菲公司分段压裂水平井 SRV 现场试验结果^[29]
(将不同井下压力计监测到的生产 1 年后压降除以 G7 压力计的压降即得到归一化储集层压降)

③理念转变是项目成功的前提。北美地区高度活跃的市场化体制和竞争机制,孕育了极具创新思想的非常规理念、技术及管理模式,形成了体系化的尖端装备、工具、产品及核心软件等,可供优选应用,特别是构建了数据全行业低成本共享、项目发展规划与优选^[24]、钻井压裂适时监控优化调整^[29-30]、物探测井数模采油全链条贯通的地质工程一体化工程管理决策平台和地下地面生产自动化监测优化系统等。可以说,这些基础软件平台有力支撑了北美地区非常规项目高

效的管理体系,与先进的装备、工具及产品一起,共同推动了北美非常规油气资源开发成本的持续递减、效果的持续提升。如图 17 所示,美国各主要盆地每年初的新井单井产量近年来一直持续增长^[2],原油生产成本大幅度下降,桶油成本早已低于 50 美元^[6]。据 Rystad 能源公司评估,美国各主要盆地的桶油成本大部分在 30~40 美元(见图 18),目前,80%已完成钻井、待完井的新井的盈亏平衡成本已低于 25 美元。近年,人工智能、云计算、机器学习、数字孪生等新兴技术在北美非常规资源勘探开发领域正快速渗透及应用^[32-33],必将有力推动非常规油气勘探开发技术及管理模式的变革。国内倡导地质工程一体化并推行了多年,但整体进展不突出,成效不显著,其中一个重要的原因也在于缺乏自主基础平台、核心软件及其应用工具,极大地制约了地质工程一体化技术及管理模式的有效推广,特别是积累的地质、油藏、物探、钻井、油气生产和井下作业等不同领域、不同类型的海量数据难以有效形成无缝的数据流、流畅的信息流、高价值的知识流,导致各领域创新形成的宝贵知识、经验及理念难以及时固化、有形化,难以大范围传承与规模化推广,也就更难以有力实时解决工程实施及项目管理问题。正如有业内专家认为,当前拥有的仅仅是“数

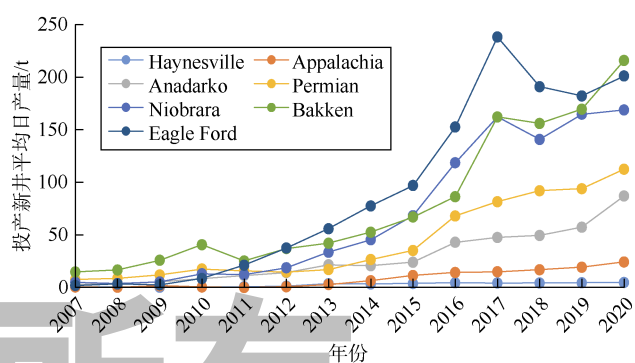


图 17 美国各主要盆地每年初投产新井平均日产量

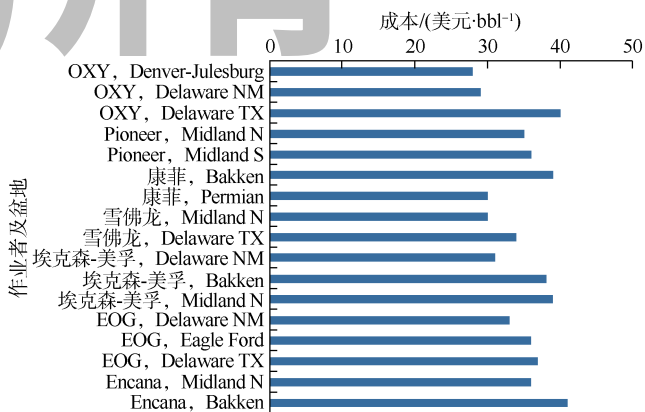


图 18 美国主要盆地作业者盈亏平衡成本

据大”而非“大数据”^[34]。

④提高最终采出程度是永恒的追求。大幅度提高采收率是国内外共同面临的重大挑战^[35-37]。北美主要从经济性考虑,基本采用“初期高产快速收回投资、后期长时间低产稳产、产能不足区块接替”的方式组织生产,目前也开展了重复压裂、注气等现场试验,取得了重要进展。国内页岩油开发刚刚起步,特别是针对国内目前“矿权面积有限、资源回旋余地小”的现状,哪怕初期限制一定产量,也要努力提高采收率。可以说,国内非常规油气勘探开发工作需要进一步解放思想,打破传统管理模式^[38-39],遵循“非常规油气,非常规理念,非常规技术,非常规管理”,构建非常规油气项目全生命周期管理体系、技术体系,以加速推进中国陆相页岩油气革命。切不可因其一时的生产成本可能降低到与常规资源一样甚至更低,就将其作为常规资源看待。

4.2 加快中国非常规资源开发的几点建议

在借鉴北美特别是都沃内项目页岩油开发先进技术及管理理念的基础上,针对中国页岩油勘探开发实际,提出以下几点建议。

①从保障国家油气能源安全战略高度,尽快组织开展全国页岩油资源评价研究,摸清资源基础,制定国家/公司页岩油发展战略及规划,并出台加快页岩油开发的财税支持政策,为资源规模化开发利用营造良好的外部环境。

②尽快构建非常规油气项目全生命周期管理体系,在准噶尔、鄂尔多斯、渤海湾、松辽等盆地设立独立项目部,开展全生命周期管理试验,实行投资单列、产量单计、效益单评、全生命周期考核、完全一体化模式运行,责、权、利清晰对等;践行“非常规持续融合”工程管理^[39],打造样板工程,实现“勘探开发、地质工程、地上地下、科研生产、生产经营、设计监督”6个一体化,大幅提高非常规项目开发效益。

③在引进、消化、吸收基础上,全面聚焦核心技术攻关,特别是加快地质工程一体化系统平台构建、非常规压裂优化设计及数值模拟软件研发和旋转导向等高端装备、工具、产品研制与试验,重点突破陆相页岩油“甜点区”预测、超长水平井低成本缝控压裂、生产监测技术瓶颈,加快大数据、机器学习、人工智能等新技术应用,以快速适应非常规油气项目全生命周期管理和提速提质提效的迫切需求。

④加快部署典型地区不同层系、不同水平段长度、不同井距、不同井网以及重复压裂、侧钻工艺、水吞

吐、二氧化碳吞吐、减氧空气吞吐、焖井等不同开发方式、开发模式先导性试验,为规模开发提供技术支持;尽早开展提高非常规油气采收率现场试验,为非常规资源快速大规模商业开发提供科学指导、奠定坚实基础。

5 结语

本文主要以都沃内项目为实例,介绍了北美地区非常规资源项目全生命周期管理等新理念、先进的技术 & 经验。中国页岩油以陆相沉积为主,资源量大,是保障国家油气供给安全的重要接替资源,但目前国内页岩油开发仍处于起步和工业试验阶段,无论是实践经验还是工程作业效率、作业成本和单井产量等都与北美存在显著差距,特别是高端装备、工具尚待加快国产化,支撑项目全生命周期管理及地质工程一体化软件系统亟待研发。总体上,中国页岩油勘探开发亟需结合自身资源现实和环境条件,在科学借鉴、消化吸收北美先进技术与管理理念基础上,进一步解放思想,大胆探索,因地制宜构建一套适合中国页岩油实际的勘探开发新模式,加快助推国内陆相页岩油革命。

致谢:本文在成文过程中,中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院刘合院士给予了精心指导,王红军教授、夏朝辉教授、吴志宇教授、江涛教授、于荣泽高级工程师、汪萍高级工程师、孔祥文高级工程师、梁冲高级工程师、赵文光高级工程师、苏建博士提出了宝贵的意见和建议,在此深表感谢。

参考文献:

- [1] International Energy Agency. World energy outlook 2019[M]. Paris: International Energy Agency, 2019.
- [2] U.S. Energy Information Administration. International energy outlook 2019 with projections to 2050[M]. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2020.
- [3] 中国石油经济技术研究院. 2019 年国内外油气行业发展报告[M]. 北京: 中国石油经济技术研究院, 2020.
- [4] CNPC Economics & Technology Research Institute. Report on oil & gas energy development 2019[M]. Beijing: CNPC Economics & Technology Research Institute, 2020.
- [5] 焦方正. 推进中国陆相页岩油革命[R]. 北京: 中国陆相页岩油科技发展及战略研讨会, 2018.
- [6] JIAO Fangzheng. Pushing revolution of nonmarine sedimentary shale oil in China[R]. Beijing: R&D Progress and Strategy Discussion on Nonmarine Sedimentary Shale Oil in China, 2018.
- [7] 匡立春. 中国陆相页岩油革命[R]. 北京: 2019 能源战略与创新发展高峰论坛, 2019.
- [8] KUANG Lichun. Revolution of nonmarine sedimentary shale hydrocarbon resources in China[R]. Beijing: 2019 Peak Forum on Energy Strategy and Innovation Development, 2019.

- [6] WEIJERS L, WRIGHT C, MAYERHOFER M, et al. Trends in the North American frac industry: Invention through the shale revolution[R]. SPE 194345-MS, 2019.
- [7] ZBOROWSKI M. Exploring the innovative evolution of hydraulic fracturing[J]. Journal of Petroleum Technology, 2019, 71(7): 39-41.
- [8] SRINIVASAN K, KRISHNAMURTHY J, BORCHARDT S. Surviving the new oil price landscape: A case study breaking down liquid-rich basins in the Rockies[R]. SPE 190021-MS, 2018.
- [9] ALIMAHOMED F, WIGGER E, DROUILLARD M, et al. Impact of pore pressure on modeled hydraulic fracture geometry and well spacing in the East Duvernay Shale Basin, Canada[R]. URTEC 2019-516, 2019.
- [10] KLEINER S, ANIEKWE O. The Duvernay shale completion journey[R]. SPE 198070-MS, 2019.
- [11] THORSON A M, ATCHLEY S C, WEISSENBERGER J A W, et al. Stratigraphic partitioning and distribution of reservoir attributes within the late Devonian Duvernay formation, Western Canada Sedimentary Basin[R]. URTEC 2019-953, 2019.
- [12] BRAUN D, GURDEN C, YANG W, et al. Development best practices in the Duvernay liquid rich shale: Early stage sensitivity analyses and comparative economics for decision making[R]. SPE 174855, 2015.
- [13] COTE A, CAMERON N, GRUNBERG D. When is there too much fracture intensity?[R]. SPE 195895-MS, 2019.
- [14] JACOBS T. To “right size” fractures, producers adopt robust monitoring and custom completions[J]. Journal of Petroleum Technology, 2019, 71(9): 38-46.
- [15] MOHAMED M I, SALAH M, IBRAHIM M, et al. Integrated approach to evaluate rock brittleness and fracability for hydraulic fracturing optimization in shale gas[R]. SPE 195196-MS, 2019.
- [16] OWENS M, SILVA J, VOLKMAR M. A spirit of change sweeps the Denver-Julesburg Basin: Lowering \$/BOE using a novel completion strategy[R]. SPE 181457-MS, 2016.
- [17] WEDDLE P, GRIFFIN L, PEARSON C M. Mining the Bakken II: Pushing the envelope with extreme limited entry perforating[R]. SPE 189880-MS, 2018.
- [18] SRINIVASAN K, AJISAFE F, ALIMAHOMED F, et al. Is there anything called too much proppant?[R]. SPE 191800-MS, 2018.
- [19] MAYERHOFER M, ODUBA O, AGARWAL K, et al. A cost/benefit review of completion choices in the Williston Basin using a hybrid physics-based-modeling/multivariate-analysis approach[J]. SPE Production & Operations, 2019, 34(1): 24-40.
- [20] SCANLAN W P, PIERSKALLA K J, SOBERNHEIM D W. Optimization of Bakken well completions in a multivariate world[R]. SPE 189868-MS, 2018.
- [21] RATERMAN K T, LIU Y, WARREN L. Analysis of a drained rock volume: An Eagle Ford example[R]. URTEC 2019-263, 2019.
- [22] RATERMAN K T, FARRELL H E, MORA O S. Sampling a stimulated rock volume: An Eagle Ford example[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 21(4): 927-941.
- [23] FU W, MORRIS J, FU P, et al. Developing upscaling approach for swarming hydraulic fractures observed at hydraulic fracturing test site through multiscale simulations[R]. SPE 199689-MS, 2020.
- [24] MOHAGHEGH S D. Shale descriptive analytics: Which parameters are controlling production in shale[R]. SPE 196226-MS, 2019.
- [25] RODRIGUEZ A. Inferences of two dynamic processes on recovery factor and well spacing for a shale oil reservoir[R]. SPE 197089-MS, 2019.
- [26] RASSENFOSS S. Looking for fracturing sand that is cheap and local[J]. Journal of Petroleum Technology, 2019, 71(5): 32-36.
- [27] SCHERZ R Y, PRADHAN Y, RAINBOLT M F. Mitigation for fracture driven interaction: A Midland Basin case study[R]. SPE 199686-MS, 2020.
- [28] DANESHY A, KING G. Horizontal well frac-driven interactions: Types, consequences, and damage mitigation[J]. Journal of Petroleum Technology, 2019, 71(6): 45-47.
- [29] STARK P, TRAN J B, MOGCK D, et al. Improving completions immediately: An applied methodology for real-time optimization[R]. SPE 199698-MS, 2020.
- [30] SULLIVAN M, ZANGANEH B, SPRINGER A, et al. Post-fracture pressure decay: A novel (and free) stage-level assessment method[R]. URTEC 2019-970, 2019.
- [31] SESETTY V, GHASSEMI A. Modeling dense-arrays of hydraulic fracture clusters: Fracture complexity, net pressure and model calibration[R]. URTEC 2019-1128, 2019.
- [32] TAMIMI N, SAMANI S, MINAEI M, et al. An artificial intelligence decision support system for unconventional field development design[R]. URTEC 2019-249, 2019.
- [33] LAGRANGE E. Developing a digital twin: The roadmap for oil and gas optimization[R]. SPE 195790-MS, 2019.
- [34] 刘合. 石油工程大数据应用的挑战与发展[R]. 北京: 2019 中国石油集团咨询中心年度会议, 2019.
- LIU He. Challenges and progresses of big data application in petroleum engineering[R]. Beijing: 2019 Annual Forum of CNPC Advisory Center, 2019.
- [35] FRAGOSO A, SELVAN K, AGUILERA R. Breaking a paradigm can oil recovery from shales be larger than oil recovery from conventional reservoirs the answer is yes[R]. SPE 189784-MS, 2018.
- [36] DEAN E, FRENCH J, PITTS M, et al. Practical EOR agents: There is more to EOR than CO₂[R]. SPE 190424-MS, 2018.
- [37] MAHZARI P, OELKERS E, MITCHELL T, et al. An improved understanding about CO₂ EOR and CO₂ storage in liquid-rich shale reservoirs[R]. SPE 195532-MS, 2019.
- [38] 李国欣, 王峰, 皮学军, 等. 非常规油气藏地质工程一体化数据优化应用的思考与建议[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 147-152.
- LI Guoxin, WANG Feng, PI Xuejun, et al. Optimized application of geology-engineering integration data of unconventional oil and gas reservoirs[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 147-152.
- [39] 刘合, 孟思炜, 苏健, 等. 对中国页岩气压裂工程技术发展和工程管理的思考与建议[J]. 天然气工业, 2019, 39(4): 1-7.
- LIU He, MENG Siwei, SU Jian, et al. Reflections and suggestions on the development and engineering management of shale gas fracturing technology in China[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(4): 1-7.

第一作者简介: 李国欣 (1971-), 男, 山西忻州人, 硕士, 中国石油勘探与生产分公司高级工程师, 主要从事油气勘探管理与综合地质研究工作。地址: 北京市东城区东直门北大街 9 号, 石油大厦中国石油勘探与生产分公司, 邮政编码: 100007。E-mail: guoxinli@petrochina.com.cn

联系作者简介: 罗凯 (1971-), 男, 四川达州人, 博士, 中国石油天然气集团有限公司科技管理部高级工程师, 主要从事油气田开发等方面的研究工作。地址: 北京市东城区东直门北大街 9 号, 石油大厦中国石油科技管理部, 邮政编码: 100007。E-mail: luok@petrochina.com.cn

收稿日期: 2020-02-17 修回日期: 2020-06-23

(编辑 胡玮玮)