

页岩油高效开发钻井完井关键技术及发展方向

王敏生, 光新军, 耿黎东

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要:近年来美国的页岩油产量急剧增长,页岩油钻井完井技术也呈现出一些新的特点和动向。为了给我国页岩油高效勘探开发提供参考和借鉴,分析了国内外页岩油的勘探开发现状,介绍了实现页岩油经济高效开发所采用的关键钻井完井技术,包括储层甜点评价与识别技术、长水平段水平井技术、高密度分段压裂技术、物探-地质-工程一体化技术和大数据分析工程优化技术等,并结合页岩油经济高效开发面临的挑战及我国页岩油的勘探开发现状,提出了适应我国页岩油储层高效开发的钻井完井关键技术及发展方向,以指导我国页岩油的经济高效开发,保障国家能源安全。

关键词:页岩油; 钻井完井; 甜点评价; 甜点识别; 水平井; 高密度压裂

中图分类号: TE21 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2019)05-0001-10

Key Drilling/Completion Technologies and Development Trends in the Efficient Development of Shale Oil

WANG Minsheng, GUANG Xinjun, GENG Lidong

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In recent years, shale oil production in the United States has increased dramatically, in large part due to new features and trends in shale oil drilling/completion. In order to provide references and experiences for the efficient E & P of shale oil in China, this paper analyzes the current status of shale oil E & P at home and abroad, and introduces the key drilling/completion technologies used to boost the economical and efficient development of shale oil. The new trends include significant improvements in reservoir sweet spot evaluation and identification, the ability to extend long lateral horizontal well development, increases in high-density staged fracturing, an analytics-led geophysical-geological-reservoir-engineering integration, and engineering optimization using big data analysis. According to the challenges in the economical and efficient development of shale oil, as well as the current status of shale oil E & P in China, this paper also proposes the development directions of key shale oil drilling/completion technologies. This study suggests that the proposal of those key technologies and development directions suitable for domestic shale oil reservoirs is of great significance for the economic and efficient development of shale oil in China, and for national energy security.

Key words: shale oil; drilling & completion technology; sweet spot evaluation; sweet spot identification; horizontal well; high-density hydraulic fracturing

页岩油是指赋存于渗透率极低的暗色泥页岩与泥质粉砂岩、砂岩、碳酸盐岩夹层系统中自生自储、连续分布的石油^[1-2]。近年来,随着钻井完井技术的不断进步,国外一些地区(如美国)的页岩油产量急剧增长,深刻影响着世界能源格局。页岩油钻井完井技术主要包括储层甜点评价与识别技术、长水平段水平井技术、高密度分段压裂技术、物探-地质-工程一体化技术和大数据降本增效技术等,这些技术的应用大幅提高了页岩油的开发效率和经济效益。为了给我国页岩油高效勘探开发提供参考和借鉴,笔者分析了

国内外页岩油的勘探开发现状,介绍了实现页岩油经济高效开发所采用的关键钻井完井技术,结合页岩油经济高效开发面临的挑战及我国页岩油勘探开发现状,提出了我国页岩油钻井完井技术的攻关方向。

收稿日期: 2019-04-28; **改回日期:** 2019-06-26。

作者简介: 王敏生(1973—),男,河南信阳人,1995年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,2009年获中国石油大学(华东)油气井工程专业博士学位,教授级高级工程师,主要从事钻井工艺及石油工程战略规划方面的研究。E-mail: wangms.sripe@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“国内外石油工程技术装备发展趋势与中石化发展战略研究”(编号:P19029-5)资助。

1 国内外页岩油勘探开发现状

全球页岩油资源丰富,分布广泛。据EIA预测^[3],全球页岩油技术可采储量 469.2×10^8 t(按原油1桶=0.136 t换算,下同),其中俄罗斯储量最大,为 102.0×10^8 t;其次是美国,为 78.9×10^8 t;中国第三,为 43.5×10^8 t。目前,美国、加拿大、阿根廷和俄罗斯实现了页岩油的商业开发^[4-5]。其中,美国页岩油的商业开发最为成功,2000年以来,随着水平井钻井和水力压裂等技术的进步,页岩油产量持续增长,扭转了原油产量下跌的趋势。2018年页岩油产量与2016年相比增幅达到75%,产量达到 95.2×10^4 t/d,占美国原油总产量的60%。

Bakken、Permian 和 Eagle Ford 盆地是美国主要的页岩油产区,占其页岩油总产量的84%。自2014

年底油价下跌以来,通过优化资产,将目标转向高产优质产区,并采用长水平段水平井技术和高密度分段压裂技术(更大的支撑剂用量、更多的压裂级数、更短的段间距和簇间距)等降本增效技术,大幅度提高了页岩油单井产量,降低了单位体积页岩油成本。以Bakken页岩油产区为例,2010—2016年,水平井水平段长度相对稳定,保持在2 700 m左右,压裂级数由18级增加到38级,单井支撑剂用量由1 200 t增加到3 400 t,单井前9个月的初始产量由35.4 t/d增加到56.8 t/d,单位体积页岩油成本由19美元/桶降低至12美元/桶。Permian、Eagle Ford页岩油产区与Bakken具有相同的趋势,Eagle Ford页岩油产区单位体积页岩油成本降低至10美元/桶左右,Permian页岩油产区单位体积页岩油成本仅6美元/桶左右,如图1所示^[6]。页岩油开发盈亏平衡点也由2013年的70美元/桶降低至2018年

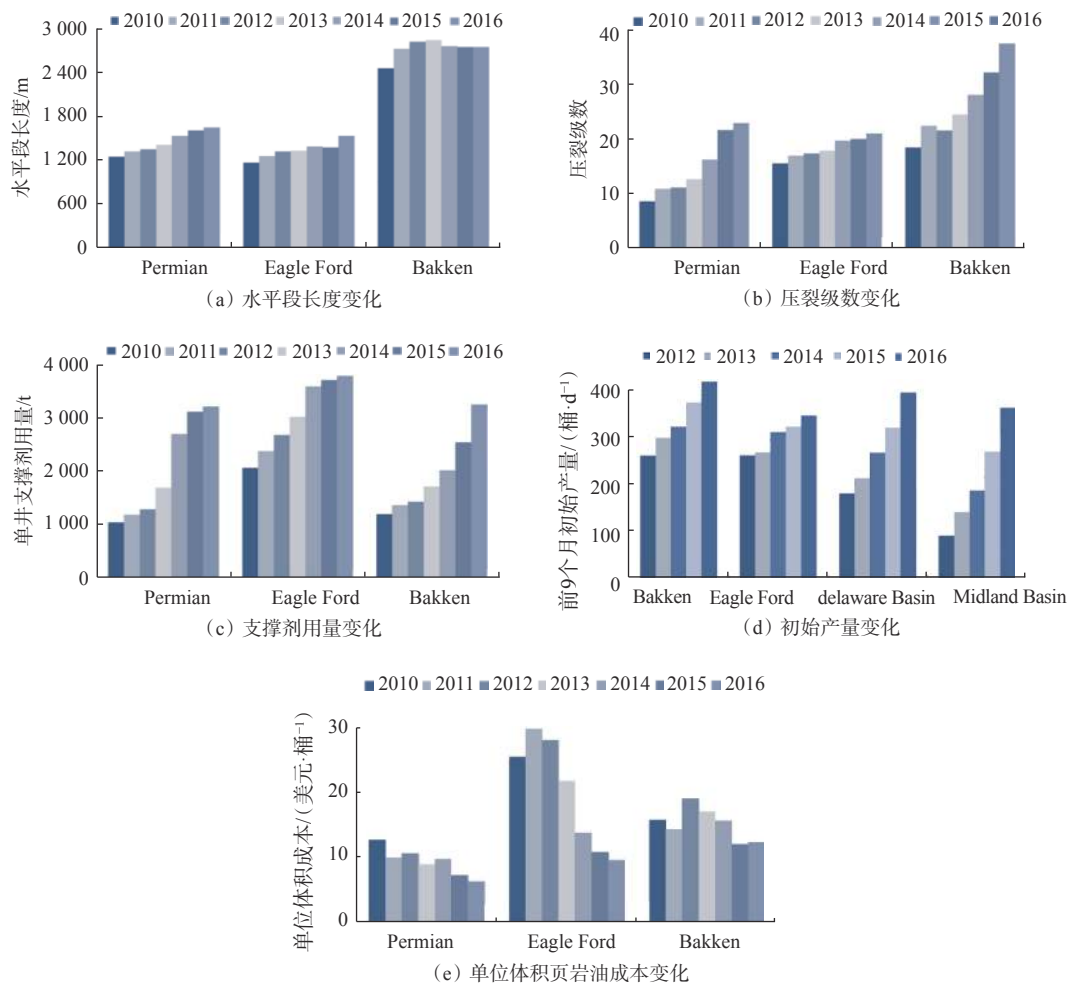


图1 2010—2016年间钻井完井参数、单井初始产量和单位体积页岩油成本变化趋势

Fig.1 Variation trends of drilling and completion parameters, initial production per well and cost per unit volume of shale oil from 2010 to 2016

的 50 美元/桶, 部分优质核心区盈亏平衡点仅 37 美元/桶。

美国页岩油钻井完井技术发展历程可以分为 4 个阶段: 第一阶段从 2010 年开始, 以甜点评价与识别技术为代表, 获取优质资源, 降低风险; 第二阶段从 2013 年开始, 以长水平段水平井高效钻井+高密度压裂技术为代表, 提高作业价值; 第三阶段从 2015 年开始, 以地质-工程一体化技术为代表, 提高整体作业效率; 第四阶段从 2017 年开始, 以大数据、人工智能等数字化技术为代表, 大幅降低作业成本。

我国高度重视页岩油的勘探开发, 开展了陆相页岩油地质评价和关键技术的攻关研究, 并取得良好的研究成果。2011 年以来, 中国石化在泌阳凹陷先后钻成了 2 口页岩油水平井, 其中泌页 HF1 井水平段长 1 000 m, 采用 15 级分段压裂, 最高产油量 23.6 m³/d; 泌页 HF2 井水平段长 1 276 m, 采用 22 级分段压裂, 最高产油量 28.0 m³/d。由于地层压力系数低, 产能递减快, 导致泌页 HF1 井和泌页 HF2 井的经济效益不高。中国石化在济阳凹陷完成的渤页平 1 井和渤页平 2 井分段压裂后均获得低产油流, 但原油流动性差、产量递减快, 没有实现规模化动用^[1]。中国石油在准噶尔盆地吉木萨尔凹陷、玛湖凹陷和渤海湾盆地沧东凹陷部署的试验井均获得工业油流, 其中沧东凹陷官 1701H 井和官 1702H 井试油后原油产量达到 9.07 和 17.65 m³/d, 正式拉开了中国陆相页岩油工业化开发的序幕。

2 页岩油高效开发钻井完井关键技术

2.1 储层甜点评价与识别技术

2.1.1 储层甜点评价指标

地质甜点和工程甜点是页岩油经济开发的 2 个重要因素。地质甜点是指可利用水力压裂增产措施进行经济开发的区域或层段, 受矿物成分、孔隙度、含油饱和度、地层厚度、有机质含量和热成熟度等参数影响。工程甜点决定水力压裂是否成功, 受地应力方向和大小、岩石杨氏模量、泊松比、岩石强度和天然裂缝密度等地质参数的影响。

Schlumberger 公司建立了 sCore 三元相图泥页岩分类方法, 将页岩区块地质甜点和工程甜点绘制在图上, 可以分析矿物与影响泥页岩地质甜点和工程甜点因素之间的关系, 以此调整水平井井眼轨迹和优选储层压裂层段^[7]。该公司在 Eagle Ford 页岩

油产区结合地质甜点和工程甜点进行了完井设计, 推荐了压裂级数和射孔层段, 如图 2 所示。

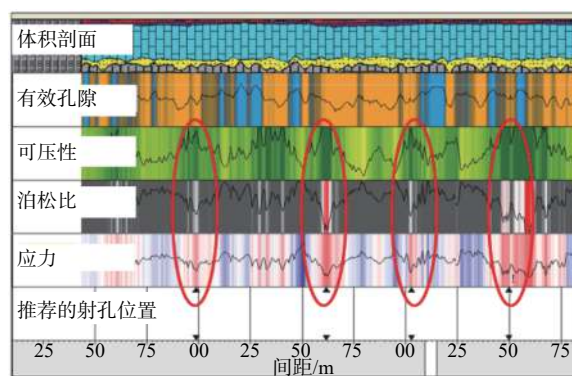


图 2 地质甜点和工程甜点结合优化作业参数示意

Fig. 2 Schematic diagram of operating parameters optimization by combining geological sweet spots with engineering sweet spots

2.1.2 储层甜点识别技术

页岩油勘探开发初期, 主要利用地面地震资料预测页岩油甜点, 再利用元素测井、多极子阵列声波测井、油基钻井液成像测井和核磁共振测井等技术识别地质甜点和工程甜点^[8-10]。Baker Hughes 公司的油藏地质导向技术利用深部定向电阻率测量仪随钻识别井眼周围半径超过 60 m 的地下岩层和流体界面等储层特性, 实现油井精确着陆与导向, 降低钻井风险。Schlumberger 公司随钻成像技术可实现高分辨率地层层序及地层倾斜特征的获取与分析、孔隙结构评价及薄层定量分析和裂缝特征(尺寸、密度等)地质建模, 裂缝分辨率达 1 cm, 有助于优化复杂裂缝网络条件下的井眼轨迹, 提高单井产量。Schlumberger 公司针对非常规储层研发的核磁共振测井仪器, 可在低孔隙度地层中测量出高精度的弛豫时间 T_1 和 T_2 , 识别流体类型及与之相关联的孔隙度分布特征, 并可获得地层条件下的含油体积, 从而识别优质储层^[11]。

2.2 长水平段水平井高效钻井技术

2.2.1 丛式“井工厂”立体开发技术

为了提高油田开发的经济效益, 减少井场占地面积, 利用丛式水平井在一个井场开发多个储层, 增加单个平台的作业井数, 缩短井间距, 实现页岩油的立体开发; 共用井场、钻井设备、钻井液罐和水处理系统, 降低作业成本; 利用学习曲线, 提高作业效率。同时, 在横向和纵向上探索适合油藏条件的最优井间

距,增加井组内井数量,缩小井间距。图3为页岩油立体开发井网变化趋势^[12]。Encana公司在Permain页岩油产区采用“井工厂”进行立体开发,单井场作

业井由8口增加到16口。井网间横向间距由200 m缩小到85~145 m,井网间纵向间距85 m。钻井完井成本与传统单井开发方式相比降低19%。

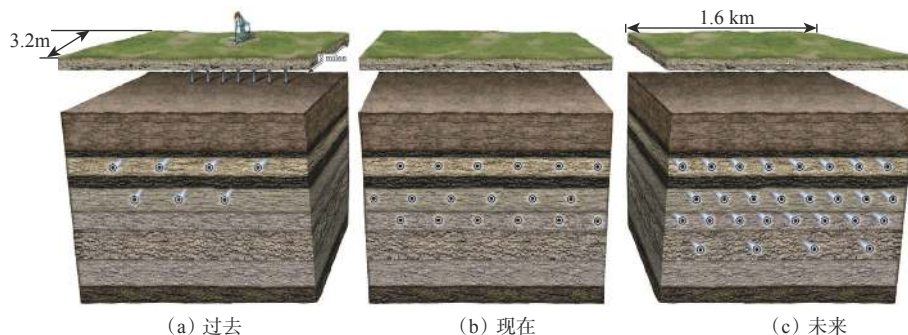


图3 页岩油丛式水平井立体开发变化趋势

Fig.3 Variation trends of the stereoscopic development of clustered shale oil horizontal wells

2.2.2 超大规格电驱动钻机

为了满足“井工厂”长水平段水平井钻井作业要求,提高作业效率,缩短非生产时间,对钻机移动系统、高性能钻井泵、高功率顶驱系统及钻机排管系统等进行了改进。目前普遍采用1 118.6~1 491.4 kW (1 500~2 000 HP)超大规格电驱动钻机,配备51.7 MPa(7 500 psi)循环系统、857.6 kW(1 150 HP)顶驱系统、载荷3 336.0~4 448.0 kN (750~1 000 kips)大钩、模块化360°或X/Y轴自行走快速移动系统及自动化控制系统^[13]。超大规格电驱动钻机具备长水平井段钻井过程中钻杆和套管的快速提升能力,提升速度达到115 m/min。通过提高泵压,可提高环空流速,实现长水平段的井眼清洁,同时可为旋转导向工具提供额外的动力。自动化控制系统能够精确控制井底压力、机械钻速、泵压和定向工具。

2.2.3 长水平段水平井井眼轨迹控制技术

针对长水平段水平井钻井过程中定向钻井工具失效造成非生产时间较长的问题,使用旋转导向工具代替传统的定向工具,保证了井眼轨迹的精确控制,提高了机械钻速,增大了井筒与油藏的有效接触面积。

目前,美国40%的页岩油井采用旋转导向系统,特别是水平段长度超过3 000 m的水平井。在Marcellus/Utica等页岩油产区旋转导向系统应用率甚至达到了90%。Baker Hughes公司以旋转导向工具为基础研发的自动定向钻井系统,实现了井场与远程控制中心的协同作业。钻井过程中近钻头高频

测井动态数据不断传输到地面,定向钻井工程师根据储层随钻测录井资料,对旋转导向工具发出指令,实现双向闭环控制高精度地质导向,确保造斜段成功中靶,水平段能够完整穿行于储层甜点深度窗口之内。EQT公司采用该系统在页岩储层创造了一趟钻完成“造斜段+水平段”(总长度6 215 m)的纪录,大幅降低了钻井成本^[14]。

在超长水平段水平井钻井过程中,钻柱摩阻明显增加,为此采用油基钻井液替代低成本水基钻井液。与水基钻井液相比,油基钻井液具有极佳的润滑性,可抑制黏土膨胀,并维持井壁稳定。采用油基钻井液虽然增加了钻井成本,但降低了井下故障的发生率,综合效益得到提升。

2.2.4 高效破岩工具

PDC钻头性能的提升大幅提高了机械钻速,可实现一趟钻完成“造斜段+水平段”。个性化PDC钻头、与导向工具配合的一体化钻头、复合钻头等提高了钻头的导向性、稳定性和研磨性。Baker Hughes公司研发的与高造斜率旋转导向工具一体化设计的Spear钻头,可快速、有效钻进定向井段和长水平井段,其使用较小的($\phi 11.0$ 和 $\phi 13.0$ mm)切屑齿,在保证机械钻速的同时,提高了工具面角的控制能力;采用平直的刀翼结构,确保了钻进中的稳定性。同时,钻头的长度较短,更加容易控制狗腿度,从而提高了钻头的造斜能力^[15]。在Eagle Ford页岩油产区其与高造斜率旋转导向系统配合使用,一趟钻完成二开“直井段+斜井段+水平段”,进尺3 277.80 m。

2.2.5 钻井参数实时优化

钻井作业是一个高度动态化的复杂过程, 井下情况往往与预测结果有所差异, 需要不断调整钻井参数。钻井参数实时优化的核心是数字化平台, 该平台依托现有成熟的软件和硬件, 能够实现随钻测井数据的实时采集, 高速传输至地面, 经过综合团队分析决策后, 再将控制指令发送给地面装备和井下工具, 实现地面地下闭环双向数据传输和控制。同时, 定向钻井工程师可以利用远程操作中心同时监控多口在钻井, 以降低钻井成本^[16]。NOV公司钻井实时优化系统采用井下传感器、有线钻杆、井下控制工具和地面控制装备等, 可实时获得钻压、扭矩、井下振动、井底压力、工具面方位角等参数, 自动优化地面和井下工具参数, 提高钻井效率。该系统在

Eagle Ford 页岩油产区水平井中进行了应用, 与传统钻井方式相比, 钻井周期缩短了约 37%^[17]。

2.3 水平井高密度分段压裂技术

2.3.1 压裂优化设计技术

为了增大裂缝与储层的接触面积, 提高单井产能, 采用了更大的支撑剂用量、更多的压裂级数、更短的段间距和簇间距设计。例如, 2013—2017 年, ConocoPhillips 公司在 Eagle Ford 页岩油产区压裂设计的变化情况为(见表 1): 水平井水平段长度保持在 1 500 m, 压裂级数从 15 级增加到 30 级, 压裂间距从 100 m 缩短为 50 m, 每级压裂的射孔簇从 5 簇增加到了 11 簇, 簇间距从 20.00 m 缩短为 4.50 m; 单位长度的加砂量不断增加, 2017 年加砂量达到了 4.63 t/m; 为了降低压裂成本, 支撑剂以天然石英砂

表 1 ConocoPhillips 公司 2013—2017 年在 Eagle Ford 页岩油产区压裂设计的变化情况
Table 1 Changes in Eagle Ford shale fracturing design used by ConocoPhillips from 2013 to 2017

年份	压裂级数	段间距/m	射孔簇/簇	簇间距/m	加砂密度/(t·m ⁻¹)	压裂砂类型	压裂液体系
2012	15	100	5	20.0	1.12	石英砂或覆膜砂	凝胶
2015	25	60	8	7.5	3.14	石英砂	滑溜水+凝胶
2017	30	50	11	4.5	4.63	石英砂	滑溜水+凝胶

为主, 采用滑溜水压裂的比例逐步提高^[18]。

2.3.2 转向压裂技术

转向压裂技术在页岩油分段压裂施工中广泛应用, 采用暂堵剂克服段内簇间物理性质差异, 通过转向分流来确保各射孔簇都能得到有效压裂, 避免出现部分射孔簇过度压裂或部分射孔簇欠压裂, 从而提高储层的整体改造效果。压裂过程中, 压裂液携带暂堵剂进入主裂缝, 然后颗粒级配的可降解颗粒在裂缝入口形成暂堵(如图 4 所示^[19]), 使压裂液转到未压裂区域, 形成新的裂缝, 增大岩石破碎体

积。最后, 可降解颗粒逐步降解, 解除对裂缝的暂堵。该技术实施成本低、工艺简单、风险小, 可增产 10%, 但井筒内的分流过程不易控制, 需要根据地层特征和井筒特征筛选和优化暂堵剂配方和泵入程序。

转向压裂技术的发展方向, 是在同一个暂堵体系下, 既能在缝间实现近井地带暂堵分流, 又能在缝内实现远井地带暂堵分流, 最大程度提高近井和远井地带储层裂缝网络的复杂程度, 提高油气产量^[20]。

2.3.3 重复压裂技术

为了应对页岩油井单井产量递减快、钻加密井

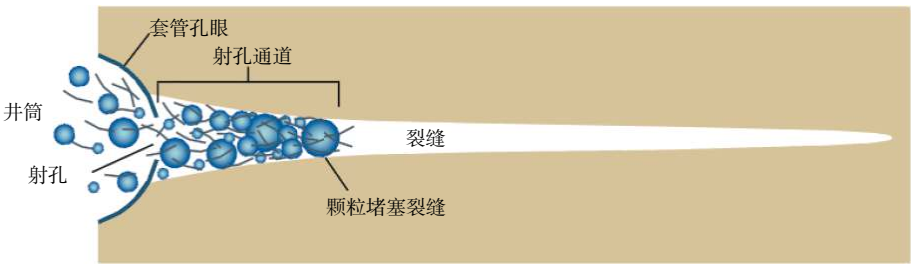


图 4 暂堵剂封堵主裂缝入口实现转向
Fig.4 Diversion achieved by blocking the main fracture entrance with temporary plugging agent

作业成本高的难题, 尝试采用重复压裂技术来改善页岩油井的生产状态, 重新激活低产井, 增大水平井段油藏接触面积, 提高产油量。Bakken 页岩油产区 22 口重复压裂页岩油井的统计结果见表 2。由表 2 可以看出: 22 口页岩油井重复压裂的时机选择在生产 21~75 月后, 大部分在 2~4 a; 重复压裂后的初始产量恢复至首次压裂初始产量的 21%~316%, 平均恢复至初始产量的 91.68%; 重复压裂后的产量递减率为压裂前递减率的 57%~155%, 平均递减率比为 84.36%; 重复压裂后的预计最终累计采出量(EUR)约为首次压裂 EUR 的 1.09~2.86 倍, 平均 EUR 比为 1.69, EUR 均有明显提高^[21]。分析发现, 重复压裂在 Bakken 页岩油开发中取得了较好效果, 但井与井之

表 2 Bakken 页岩油 22 口重复压裂井的统计数据

Table 2 Statistics on 22 re-fracturing Bakken shale oil wells

序号	压裂时机 ¹⁾ /月	压裂后初始产量与首次压裂初始产量之比	压裂后产量递减率与首次压裂递减率之比	预计最终累计采出量比
1	38	0.92	0.61	2.85
2	32	2.13	1.11	1.61
3	43	0.54	0.82	1.45
4	32	0.83	0.70	1.87
5	31	0.33	0.73	1.27
6	24	0.54	0.91	1.17
7	30	0.52	0.98	1.16
8	21	0.57	0.90	1.16
9	39	0.38	0.67	1.37
10	26	0.80	0.80	1.72
11	39	1.12	1.03	1.33
12	37	0.54	0.64	1.61
13	37	0.60	0.79	1.65
14	75	1.12	0.97	1.70
15	48	0.21	0.77	1.09
16	51	0.35	0.59	1.38
17	60	0.31	0.57	1.38
18	46	0.83	0.61	2.96
19	59	3.16	1.55	1.86
20	64	2.09	1.21	1.45
21	36	1.01	0.79	2.73
22	60	1.27	0.81	2.51

注: 1) 压裂时机指油井生产到某月时对其进行压裂。

间的效果差异较大, 重复压裂之前需要根据油藏地质条件和完井情况选择合适的候选井, 然后利用油藏数值模拟、裂缝数值建模等手段确定合理的压裂时机, 并进行重复压裂优化设计。

2.3.4 改性支撑剂

水力压裂中, 通常使用的支撑剂表面润湿类型为水湿, 会导致水相滞留于支撑剂层, 降低油气的相对渗透率, 从而影响油气产量。Hexion 公司研制的高性能树脂覆膜亲油支撑剂, 通过化学处理将树脂覆膜的润湿性由亲水变为亲油, 当只有水相经过裂缝内的压裂砂堆时, 水相可以正常流过该孔隙介质而不会发生水堵; 当油水两相混合液通过时, 该压裂砂堆能最大程度地抑制水相流动, 而不影响油相流动, 从而降低油井产出液的含水率。亲油支撑剂与压裂液、破胶剂均有较好的配伍性, 可用于闭合应力高达 70 MPa、井底温度 204 ℃ 的压裂作业环境。该改性支撑剂在页岩油地层进行了应用, 作为末尾段压裂砂泵入近井地带, 产能与邻井相比提高 30% 以上^[22]。

2.4 物探-地质-工程一体化技术

如果缺乏一体化方法指导, 页岩油单井产量会很低或者产量递减很快, 甚至没有产量。物探-地质-工程一体化技术以探明储量、采收率最大化和油藏生命周期的勘探开发综合效益最优为目标, 利用物探、测井、钻井和生产数据进行油藏评价与工程设计。其主要特点是: 1) 将油藏研究与工程设计相结合, 进行一体化工程设计和勘探开发, 以提高单井产量, 降低建井费用, 缩短建井周期, 加快勘探开发速度; 2) 将“后”评估与“前”设计相结合, 综合评估已有井生产数据, 总结经验, 完善新井设计, 持续优化油气藏开发方案; 3) 将关键井剖析与区块综合研究相结合, 即点面结合, 从局部到全局优化工程设计和总体部署。Schlumberger 公司设计了物探-地质-工程一体化工作流程(见图 5)^[23], 非常规优质储层的选区、井位部署、压裂设计及生产优化等环节实现了无缝衔接, 关键步骤包括建立储层地质模型、考虑地质力学和油藏特性的力学模型、压裂模拟、微地震监测数据校正裂缝模型、油藏网格模型和生产模拟等, 提高了页岩油区块的整体开发效益。

2.5 大数据分析 with 工程优化技术

在信息共享基础上建立协同、集成工作流程,

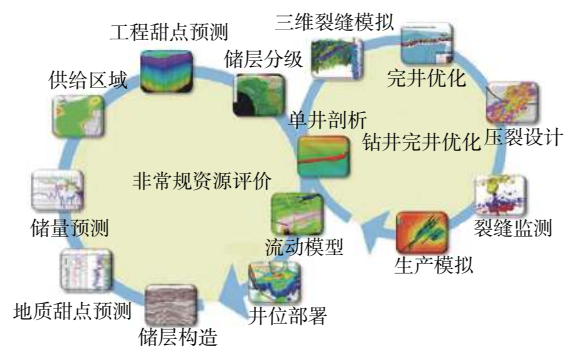


图 5 物探-地质-工程一体化工作流程

Fig. 5 Workflow of geophysical-geological-engineering integration

利用综合储层信息和数据指导精确布井、高效钻井和压裂设计优化,实现地质科学、油藏研究、钻井和完井工程的协同,大幅提高钻井作业效率和油井单井产量,降低页岩油综合成本。ConocoPhillips 公司大数据分析平台 IDW 可以分析包括地质、油藏、钻井和开发等各个环节的数据,用于缩短钻井周期、优化完井设计、提高对地层的认识。Eagle Ford 页岩油开发中采用 IDW 平台进行数据分析后,钻机作业效率提高了 80%,单井产量提高了 20%^[24]。EOG 公司利用大数据技术优化 Eagle Ford 和 Permian 页岩储层的水力压裂方案,大幅提高了单井产量,前 9 个月的单井产能与该区块平均水平相比,分别提高了 40% 和 28%。

3 页岩油高效开发面临的挑战

美国油气公司受益于政策、基础设施、资本和技术等因素,实现了页岩油的大规模开发,但许多国家页岩油勘探开发还处于探索试验阶段。总体而言,全球页岩油的勘探开发还处于前期阶段,面临着储层物性及与压裂液的作用机理认识不清、建井成本高、单井产能递减快和采收率低等方面的挑战。

3.1 储层物性及与压裂液作用机理认识不清

页岩油储层中的有机质干酪根可能影响岩石的基质和孔隙结构,当地层压力降低时,气体解吸,干酪根颗粒收缩,岩石发生破坏,引起孔喉或微裂缝堵塞,地层渗透率降低。同时,干酪根在页岩中的分布结构也可能影响泥页岩的力学性质。一般而言,干酪根颗粒相互连通的泥页岩与干酪根颗粒分散的泥页岩相比弹性模量更低,塑性更高。因为对储层油、气、水三相赋存机理和流动机理认识不清,

开发参数难以确定。再者,压裂液滤液可能会对页岩油储层的渗透性造成影响,在重力作用下,油水混相在裂缝中会发生油水分离,进而影响页岩油的流动性。例如,加拿大阿尔伯塔 Montney 页岩油区块采用油基压裂液的平均初始产能达到 75 m³/d,明显高于采用滑溜水压裂的平均初始产能(30 m³/d),该页岩油区块的压裂参数情况见表 3^[25]。

表 3 加拿大阿尔伯塔 Montney 页岩油区块压裂参数

Table 3 Fracturing parameters of the Montney shale oil block in Alberta, Canada

井组 编号	井数	垂深/ m	测深/ m	压裂液及用水量		压裂 级数	支撑剂 含量, %
				压裂液	用水量/m ³		
1	18	1 835	3 710	油+10%N ₂	0	23	24
2	5	1 828	3 592	水+10%N ₂	785	22	20
3	1	2 043	3 756	油+10%N ₂	0	21	20
4	6	1 916	3 729	水	642	17	25
5	4	1 917	3 790	水+20%N ₂	274	20	32
6	2	2 077	3 630	水	456	17	19
7	1	2 079	3 400	水+20%N ₂	198	16	34
8	1	1 966	3 672	油+10%N ₂	0	18	30
9	4	2 182	3 789	油+10%N ₂	0	19	30

3.2 技术通用性差, 建井成本高

美国页岩油区块的地面条件和地质条件相对简单,长水平段水平井钻井和分段压裂技术已十分成熟,成本相对较低。例如,美国 Bakken 页岩油产区 Elm Coulee、Parshall、Periphery 和 New Fairway 区块的建井总成本仅为 740~800 万美元(见表 4^[26])。进一步分析发现,Bakken 页岩油储层埋藏深度约 3 000 m,水平井水平段长度平均 2 700 m,平均建井成本 778 万美元。而我国陆相页岩油勘探开发还处于起步阶段,钻井压裂周期长,工程成本高。与美国海相页岩油相比,国内的地面条件和地质条件方面存在较大差异,不能完全照搬其页岩油开发技术。

3.3 页岩油单井产能递减快, 稳产难度大

页岩油单井产量递减快,第一年产量递减率平均达到 70%。以美国页岩油产区为例,Eagle Ford 产量递减最快,Bakken 其次,Permian 产量递减最慢,最终采出量最高,因此在该地区的投入也在不断增大。为了解决单井产量递减快、稳产难度大的难题,

表4 Bakken页岩油产区各区块的建井成本

Table 4 Well construction costs for each block in the Bakken shale oil area

区块	建井成本/万美元			
	钻井	完井	地面设施	总计
Elm Coulee	240	440	60	740
Parshall	240	480	60	780
Periphery	240	490	60	790
New Fairway	260	480	60	800

主要采取了钻新井提高页岩油产量的方式。Bakken页岩油产区2012—2016年的油井产量递减曲线如图6所示^[27]。由图6可以看出,随着生产时间增长,油井产量快速下降。研究得知,2012—2016年间,随着该页岩油产区压裂级数增多,初始产能提高,但产能递减率更快,最终采收率并没有提高。研究认为,更高的生产速率可能会导致支撑剂回流至井筒,造成裂缝闭合,同时会影响井筒的长期完整性。压裂级数增多,并不一定能带来更好的经济效益,需要针对储层特点进行压裂参数优化设计。

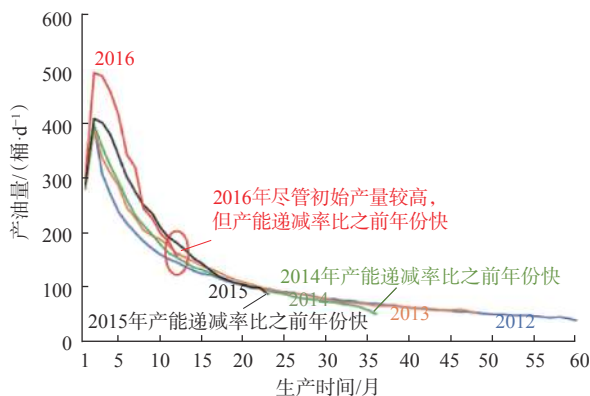


图6 2012—2016年Bakken页岩油产区油井产量递减曲线

Fig. 6 Production decline curves of oil wells in Bakken shale oil area from 2012 to 2016

3.4 页岩油采收率低,后期生产面临挑战

一般而言,基于油藏原始压力一次采油的采收率约为20%,采用水驱及天然气驱二次采油的采收率为30%~40%,采用二氧化碳驱等三次采油的采收率为45%~65%,剩余35%~55%的残余油受技术限制无法采出。美国页岩油产量持续增加,但其采收率仍然较低,基本在10%~15%。据高盛投资银行预测,未来5年,通过利用数字化技术预计可将

页岩油采收率提高至20%左右。通过二次采油提高页岩油采收率的研究还处于探索阶段,在未来10年可能进入工业化阶段,Eagle Ford页岩油产区虽然还处于一次采油阶段,但已经开展了天然气驱现场试验^[28-29]。中低成熟度页岩油储层和原油流动性差的储层,需要通过干酪根的原位转化提高单井产量,ExxonMobil、Shell和Chevron公司正在开展页岩油原位转化技术研究,研究内容包括高温二氧化碳注入、电加热等,利用该技术可以降低干酪根收缩对孔隙度和渗透率的影响程度。

4 我国页岩油钻井完井技术发展方向

我国陆相页岩油资源丰富,主要分布在渤海湾盆地、松辽盆地、鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地等大型沉积盆地,以陆相页岩油为主,面积相对较小,有机质含量偏低,成熟度中等^[1,30]。勘探开发还处于起步阶段,钻井压裂周期长,工程成本高,需要在借鉴国外先进经验的基础上,加强钻井完井基础理论和降本增效技术攻关,加大现场先导试验,形成我国陆相页岩油高效开发的关键配套技术。

4.1 基础理论研究

1)页岩油储层甜点评价与识别研究。页岩油经济、高效开发的关键在于储层甜点的识别与评价,需要针对目标区储层开展地球化学、地质力学和PVT特性研究,建立地质甜点和工程甜点融合的甜点体综合评价和识别方法。

2)人工裂缝与天然裂缝作用机理研究。探索人工裂缝在复杂地应力条件下的起裂、扩展和延伸规律,以及诱导激活天然裂缝的规律等,在此基础上针对性地开展压裂施工工艺和配套工具研究。

3)水与储层的相互作用机理。研究页岩油储层吸收压裂液的机理及影响因素,以及压裂液滤液对页岩储层的伤害及控制。

4.2 长水平段水平井高效钻井技术

1)“井工厂”多层系开发技术。页岩油储层厚度较厚(超过几百米)时,采用单层水平井进行压裂不能有效开发整个层段,需要优化井位部署、井间垂直间距和水平间距等,提高区块的整体开发效益。

2)长水平段水平井钻井技术。开展适应3 000 m及以上长水平段水平井自动化可移动钻机、高效破岩

钻头、长水平段水平井井壁失稳预防及控制技术、低成本油基钻井液和长水平段水平井固井技术等方面的研究,提高长水平段水平井钻井能力和作业效率。

3)井下测控工具。开发、试验和论证先进井下测量和控制工具,如随钻裂缝识别、随钻远探测和旋转导向系统等,优化长水平段水平井的井眼轨迹。

4)多分支井技术。开发、试验和论证多分支井高效开发技术,降低综合成本。

4.3 水平井低伤害高导流压裂技术

1)压裂参数优化设计。通过油藏数值模拟研究,分析压裂参数对产量递减的敏感性,并评估压裂后的经济效果,以此优化水平井分段压裂参数。

2)高通道缝网压裂技术。开展水平井近井缝间和缝内暂堵转向技术、可降解暂堵剂、改性支撑剂、驱油压裂液和连续管长水平段水平井钻塞技术等攻关研究,提高长水平段水平井压裂技术的有效性,降低页岩油综合成本。

3)压裂裂缝监测技术。压裂施工辅以压裂监测评价手段(包括压裂液示踪剂、支撑剂示踪剂、微地震监测和连续油管光纤诊断等),以确定压裂液在地层中的最终位置,为目标区块的压裂设计和施工工艺的优化提供经验。

4)无水压裂技术。探索二氧化碳、空气等非水介质替代水基压裂液,降低水对页岩油储层的伤害。

4.4 提高采收率技术

1)水驱提高采收率。研究表面活性剂与页岩储层的作用机理及相容性,通过改变岩石润湿性提高水驱效果。

2)气驱提高采收率。室内研究表明,二氧化碳、天然气能够显著提高页岩油的采收率,但需要通过数值模拟和室内试验手段进一步评价其技术和经济上的可行性。

3)页岩油原位开采技术。针对中低成熟度页岩油和原油流动性差的储层,采用地下水平井原位电加热改质等技术,改变原油流体性质,提高单井产量。

4.5 智能化一体化技术

1)自动化智能化钻井完井决策技术。实时监控钻井方案的执行情况,并将人工智能引入地质导向,建立基于随钻测井数据的地质导向模型,并自动更

新、修正、迭代,根据其计算结果实时调整井眼轨迹,为地质导向提供更好的决策。

2)基于大数据的钻井完井优化技术。搭建大数据分析平台,通过分析已完成井的钻井完井数据,优选钻井完井参数,优化作业流程,规避钻井完井风险,缩短非生产时间,实现增产、降本、增效。

3)物探-地质-工程一体化技术。将反演地球物理学、油气系统模拟、裂缝地质力学和产能优化进行一体化应用,来预测甜点位置,以及制定页岩油开发方案。

5 结束语

页岩油是我国未来重要的战略接替资源之一,但其开发难度大,只有通过技术进步大幅度降低建井成本、提高单井产量,才能实现经济有效开发。美国的页岩油革命已取得成功,并正在深刻影响世界能源格局,而我国页岩油还处于初步探索和局部突破阶段。与美国海相页岩油相比,我国陆相页岩油在地质条件和地面条件上存在较大差异,需要在借鉴国外先进经验的基础上,加强钻井完井基础理论和降本增效钻井完井技术攻关,加大现场先导试验,形成我国陆相页岩油效益开发关键配套技术,为我国页岩油规模化开发提供技术支撑。

参 考 文 献

References

- [1] 金之钧,白振瑞,高波,等.中国迎来页岩油气革命了吗?[J].*石油与天然气地质*,2019,40(3):451-458.
JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution?[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 451-458.
- [2] 张金川,林腊梅,李玉喜,等.页岩油分类与评价[J].*地质前缘*,2012,19(5):322-331.
ZHANG Jinchuan, LIN Lamei, LI Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 322-331.
- [3] United States Energy Information Administration. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States[R]. Washington: U. S. Department of Energy, 2013.
- [4] 郭晓霞,杨金华,钟新荣.北美致密油钻井技术现状及对我国的启示[J].*石油钻采工艺*,2014,36(4):1-5.
GUO Xiaoxia, YANG Jinhua, ZHONG Xinrong. The status of tight oil drilling technique in North America and its enlightenment to China[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2014, 36(4): 1-5.
- [5] 梁新平,金之钧,SHPILMAN A., et al. 俄罗斯页岩油地质特征及勘探开发进展[J].*石油与天然气地质*,2019,40(3):478-490,

- 503.
- LIANG Xinping, JIN Zhijun, SHPILMAN A, et al. Geological characteristics and latest progress in exploration and development of Russian shale oil[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 478–490, 503.
- [6] SINGER B, SYED W, SAMA V S, et al. Shale innovation: brawn to brains to bytes[R/OL].[2017-06-23]. <http://www.altiragroup.com/sites/default/files/resourcesShaleInnovation.pdf>.
- [7] GLASER K S, MILLER C K, JOHNSON G M, et al. Seeking the sweet spot:reservoir and completion quality in organic shales[J]. *Oilfield Review*, 2013, 25(4): 16–29.
- [8] TINNIN B, MCCHESENEY M D, BELLO H. Multi-source data integration: Eagle Ford shale sweet spot mapping[R].SPE 178592, 2015.
- [9] KHALIL R, FENG G. Geomechanical sweet spot identification in unconventional resources development[R].SPE 182247, 2016.
- [10] CHEN B, KUMAR D, UERLING A, et al. Integrated petrophysical and geophysical analysis on identifying Eagle Ford sweet spots[R].URTeC 2154677, 2015.
- [11] ANAND V, ALI M R, AL-ADANI N, et al. New generation NMR tool for robust, continuous T1 and T2 measurements[R]. SPWLA-2015-CC, 2015.
- [12] PetroShale. High-quality, stacked oil pay in the sweet spot of the north Dakota Bakken[R/OL].[2019-06-23].<http://www.petroshaleinc.com/wp-content/uploads/2019/01/PSH-January-Inv-Presentation-FINAL2.pdf>.
- [13] ROBINSON K A, MAZEROV K. Land drillers usher in era of super-sprc rigs[J]. *Drilling Contractor*, 2018, 74(5): 16–26.
- [14] MACPHERSON J, KNIGHT S, WARDT J D. Automation of directional drilling system with remote supervisory control allows mile-a-day wells to be achieved in Appalachian Basin[J]. *Drilling contractor*, 2018, 74(5): 32–37.
- [15] 潘军, 王敏生, 光新军. PDC 钻头新进展及发展思考 [J]. *石油机械*, 2016, 44(11): 5–13.
- PAN Jun, WANG Minsheng, GUANG Xinjun. New progress and future development of PDC bit[J]. *China Petroleum Machinery*, 2016, 44(11): 5–13.
- [16] 王敏生, 光新军, 皮光林, 等. 低油价下石油工程技术创新特点及发展方向 [J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(6): 1–8.
- WANG Minsheng, GUANG Xinjun, PI Guanglin, et al. The characteristics of petroleum engineering technology design and innovation in a low oil price environment[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(6): 1–8.
- [17] PINK T, COIT A, SMITH J, et al. Testing the performance impact of automation applications on different drive systems in unconventional well development[R]. SPE 173159, 2015.
- [18] LEVEILLE G. Barclays shale oil technical teach in[R/OL].[2019-06-23]. <http://static.conocophillips.com/files/reports/conocophillips-greg-leveille-barclays-shale-oil-te.pdf>.
- [19] MILLER G, LINDSAY G, BAIHLY J, et al. Parent well refracturing: economic safety nets in an uneconomic market[R].SPE 180200, 2016.
- [20] GOMAA A M, NINO-PENALOZA A, MCCARTNEY E, et al. Engineering solid particulate diverter to control fracture complexity: experimental study[R]. SPE 179144, 2016.
- [21] ORUGANTI Y, MITTAL R, MCBURNEY C J, et al. Re-fracturing in Eagle Ford and Bakken to increase reserves and generate incremental NPV: field study[R].SPE173340, 2015.
- [22] GREEN J, DEWENDT A, TERRACINA J, et al. First proppant designed to decrease water production[R].SPE 191394, 2018.
- [23] PANKAJ P, PHATAK A, VERMA S. Application of natural gas for foamed fracturing fluid in unconventional reservoirs[R].SPE 191863, 2018.
- [24] ZBOROWSKI M. How ConocoPhillips solved its big data problem[J].*Journal of Petroleum Technology*, 2018, 70(7): 21–26.
- [25] Petroleum Technology Alliance Canada. Tight oil and shale gas innovation roadmap[R/OL].[2017-05-08][2019-06-23].<https://www.ptac.org/wp-content/uploads/2017/05/TOGIN-Roadmap-Report-05May2017.pdf>.
- [26] United States Energy Information Administration. Trends in U.S. oil and natural gas upstream costs[R/OL].[2019-06-23].<http://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>.
- [27] BERMAN A. Putting the Permian Basin in perspective: tight oil & the long-term debt cycle[R]. Midland, Texas: West Texas Geological Society 2017 Fall Symposium, 2017.
- [28] PANKAJ P, MUKISA H, SOLOVYEVA I, et al. Boosting oil recovery in naturally fractured shale using CO₂ huff-n-puff[R]. SPE 191823, 2018.
- [29] PANKAJ P, PHATAK A, VERMA S. Evaluating natural gas-based foamed fracturing fluid application in unconventional reservoirs[R]. SPE 192042, 2018.
- [30] 付茜. 中国页岩油勘探发现现状、挑战及前景 [J]. *石油钻采工艺*, 2015, 37(4): 58–62.
- FU Qian. The status, challenge and prospect of shale oil exploration and development in China[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2015, 37(4): 58–62.

[编辑 令文学]