

大数据分析在不同类型气藏潜力评价中的应用

——以西加盆地 Edmonton 层为例

苏 聪（中国石化集团国际石油勘探开发有限公司，北京 100029）

摘 要：Edmonton 层是西加盆地一套重要的浅层气产层，主要包含常规砂岩天然气及煤层气。研究区总面积 11.7 万 km²，总井数近 2 万余口。通过引入可视化大数据平台 Tableau 和计算机语言 Python 辅助数据预处理及统计分析，提高油气藏管理与评价效率；集成了油气藏工程理论与大数据统计学方法的一套盆地级别气藏快速评价新方法，完成不同类型气藏性质、产能分布特征、多井预测产能动态模型、开发技术政策研究。研究结果对高效进行油气藏管理，改善开发效果，提升资产价值和效益的潜力具有一定的参考意义。

关键词：煤层气；砂岩气；大数据；产能特征

传统油气藏管理与评价过程中，油藏工程师 80% 甚至更多的时间都用来处理数据、准备数据，反而用更少的精力在更重要的油气藏分析方面。本文以西加盆地 Edmonton 层气藏潜力评价为例，介绍了集成油气藏工程理论与大数据统计学方法的一套气藏快速评价新方法。研究结果对高效进行油气藏管理，改善开发效果，提升资产价值和效益的潜力具有一定的参考意义。

1 区域概况及地质特征

西加盆地是始于侏罗纪形成的前陆盆地，盆地西部为科迪勒拉山系，东部为加拿大地盾，南部为墨西哥湾，北部为北冰洋，盆地面积 98 万 km²，由东科迪勒拉山脉和两个次级盆地：阿尔伯特盆地和威灵斯顿盆地组成，横跨加拿大五个省，沉积的储层中资源类型主要有轻质油，重质油，油砂和天然气，根据资料表明在加拿大沉积盆地中 93% 的产量都来自于西加盆地。研究区位于西加盆地的阿尔伯特次盆，受内华达造山运动与拉勒米构造运动影响，深成岩入侵，构造隆起、断陷，使得来源于西部边缘造山带的粗碎屑沉积向盆地沉积，伴随规模不等的海侵与后期盆地填平后的发育的河流充填形成了研究区的 Edmonton 层砂泥岩沉积地层。

Edmonton 层是西加沉积盆地晚白垩纪—早古新纪地层，以三角洲—河流相沉积为主，埋藏浅。是西加盆地一套重要的浅层气产层，主要包含常规砂岩天然气及煤层气。煤层气与砂岩气在成因与分布上均呈不同的特点。研究区目的层发育多套煤层，根据开发资料统计其中 Edmonton 底的 Bearpaw 煤层当前是煤层气

产层，煤层气层既是烃源岩，又是储集层。本次研究区分煤层气与砂岩气两种类型分别开展压力、流体、钻完井参数、井网井距分析等。

2 大数据分析在不同类型气藏潜力评价中的应用

2.1 数据预处理及统计分析

本文在数据管理方面通过引入各种可视化大数据平台 Tableau 和计算机语言 Python 辅助数据预处理及统计分析，一方面节约了许多数据清洗、去重、筛选、分类的时间，另一方面通过建立一系列整合的，动态的，交互式的 Tableau 工作图表集，可以方便快捷地在平面上多区域灵活选取井组，进行多维度的对比与分析，给油藏工程师后续分析打下基础，从而有效提高油气藏管理与评价效率。

此次盆地级别的气藏潜力评价工作研究区面积 11.7 万 km²。油藏方面需处理的数据规模大，各类资料繁杂。团队利用 Tableau 大数据软件集成了 Edmonton 层油藏基础大数据库。建立了 Edmonton 层 1087 井次地层压力数据库、2294 井次流体数据库、2825 井次温度数据库及 10635 口井生产数据库，后续开展流体类型、TVD 深度、水平井水平段轨迹等数据核实，完成开发历程及现状分析等。通过使用 Python 辅助数据预处理，整合生产数据库（包含了一万余口井从上世纪 60 年代以来的所有数据）、完井数据库（30 余万条数据），及大量数据清洗、去重、筛选、分类、核查工作，形成了包含基础信息、生产信息以及完井射孔信息的数据库，有效提高效率与精度。

2.2 产能分布特征研究

气藏初始压力系数反应了天然能量的大小，合理

应用压力数据库中有油藏中深压力、原始地层压力、压力梯度等数据，按分区、分井组、典型井的思路进行产能特征分析。

为了探究气藏分年度变化及现状，我们结合关停井情况、分年度压力梯度变化，针对 7 个砂岩气主要产区与 3 个煤层气主要产区开展了产能变化特征分析（见表 1，表 2）。

砂岩气主要产区的初始压力系数在区域上从 0.2–0.5 不等，关停井多的产区压力恢复明显。SDEL 土地分布较多的砂岩气产区呈初产较高，递减快的特点。煤层气主要产区的初始压力系数更低（< 0.33），目前压力也很低，压力随时间变化不大。开井率较砂岩

气产区更高（> 72.8%），煤层气初产普遍较低，递减慢。

不同完井方式的使用会对煤层气井及砂岩气井的产能有不同程度的影响，为探究不同完井方式的产能分布特征及其特点，我们首先将现有的完井方式粗化分为 9 类，分类原则及分类方式如图 1 流程图所示。针对分类后的 9 种完井方式，我们分别针对煤层气和砂岩气进行了诸如：分布特征分析，作业者分析，不同类型及不同模式下部分井的生产曲线分析，以及不同完井方式的生产数据对比等方面的对比分析。最终不同类型完井方式的生产数据对比汇总在表 3（砂岩气）及表 4（煤层气）中。根据统计分析结果，我们

表 1 砂岩气主要产区压力变化与产能变化特征分析

组	初始压力系数	当前压力系数	压力变化	总井数	开井数	开井率	单井平均初产气 (Mcf/d)	生产 100 个月 后单井日均产气 (Mcf/d)	产气 递减率	平均单井 EUR (BCF)
A	0.28	0.27	3.6%	79	6	7.6%	178	20	88.7%	0.139
B	0.32	0.15	53.1%	541	193	35.7%	128	19	85.1%	0.178
C	0.24	0.15	37.5%	49	4	8.1%	270	32	88.1%	0.296
D	0.49	0.18	63.2%	145	30	20.7%	155	56	63.9%	0.283
E	0.42	0.11	73.8%	85	13	15.3%	99	28	71.7%	0.162
F	0.34	0.14	58.8%	667	127	19.0%	193	42	78.2%	0.245
G	0.56	0.16	71.4%	378	206	54.5%	86	30	65.1%	0.223

表 2 煤层气主要产区压力变化与产能变化特征分析

组	初始压力系数	当前压力系数	压力变化	总井数	开井数	开井率	单井平均初产气 (Mcf/d)	生产一年后 单井日均产气 (Mcf/d)	产气递 减率	平均单井射孔 厚度 (m)	平均单井 EUR (BCF)	平均单井 归一 EUR (BCF/m)
G	0.21	0.17	19.0%	1536	1283	83.5%	102	92	9.80%	19.1	0.337	0.021
H	0.33	0.18	45.4%	1899	1736	91.4%	80	75	6.25%	21.1	0.386	0.021
I	0.33	0.29	12.1%	136	99	72.8%	105	82	21.9%	6.7	0.359	0.055

表 3 砂岩气井不同完井方式生产特征汇总

类别	所有流动模式		仅 Flowing 及 Pumping 模式	
	平均峰值日产气, Mcf/d	平均 EUR, MMcf	平均峰值日产气, Mcf/d	平均 EUR, MMcf
射孔 & 压裂	225.63	219.65	252.93	355.94
仅射孔	308.28	261.31	411.16	570.45
裸眼井	299.71	252.18	169.40	393.21
无射孔、压裂、酸化 / 酸压	134.47	94.87	39.16	35.00

表 4 煤层气井不同完井方式生产特征汇总

类别	所有流动模式		仅 Flowing 及 Pumping 模式	
	平均峰值日产气, Mcf/d	平均 EUR, MMcf	平均峰值日产气, Mcf/d	平均 EUR, MMcf
射孔 & 压裂	135.41	353.30	142.85	400.79
仅射孔	130.84	363.36	138.15	394.06
裸眼井	204.91	389.71	246.74	631.11

表 5 不同射孔位置完井参数与生产特征汇总

组	井数	平均单段射孔厚度 (m)	平均单井射孔厚度 (m)	平均单井初产气 (Mcf/d)	平均单井 EUR (BCF)	平均单井归一 EUR (BCF/m)	平均单井射孔段数	距 HSCN (m)
Above	18	3.3	13.7	525	0.66	0.059	3	71
Below	84	1.5	19.7	206	0.46	0.038	9.6	262
Both	36	2.3	20.3	320	0.49	0.039	6	157

发现,砂岩气井中类别为“仅射孔”的峰值日产气量及 EUR 均为最高,而煤层气井则是裸眼井峰值日产气量及 EUR 最高。

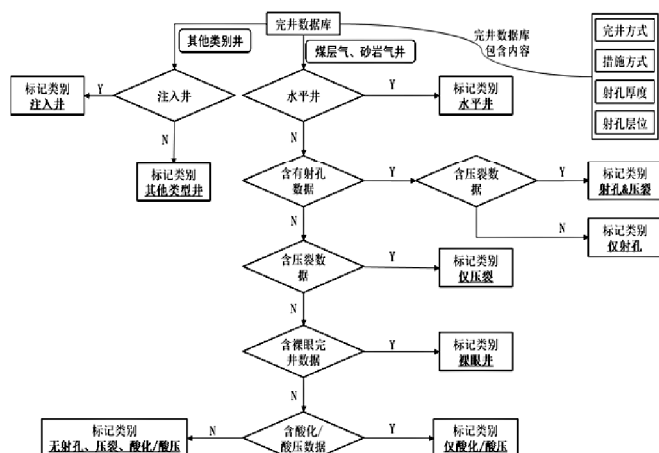


图1 完井方式分类流程图

2.3 射孔层位优选

为了分析不同射孔位置井组产能分布特征,将生产井库与分层数据进行比对,井的射孔位置有在 HSCN 上部、下部、上下部都射孔这三类。分为 Above, Below, Both 三组进行统计分析,射孔位置距 HSCN 层最近的一组产能最好(见表5)。

开发数据统计结果与地质分析相吻合,天然气更可能是邻近的煤层气通过裂隙以及渗透性砂岩运移形成,从当前产层的层位来看,产层均在煤层发育的地层附近,距离煤层发育较近部位射孔的井组产能更好,为完井设计提供技术参考。

2.4 合理井网井距

单井控制面积的大小与储层渗透率有关,渗透率越大,单井控制面积越大,即井距越大。基于产量、时间、渗透率三个维度,考虑有效动用,减少井间干扰几方面分析合理井网井距。

按照 WPS (Well per Section) = 1、2、...9 划分为不同的井组,对于低渗透率煤层 ($< 10 \times 10^{-3} \text{m}^2$),由于渗透率低,脱水能力下降,因而最佳单井控制面积相对小些,产气高峰值到达比较晚, $0.162\text{--}0.324 \text{km}^2$ 单井控制面积比较适宜。采用矩形井网。Edmonton 砂岩气藏以干气为主,单井产量低,递减较快,砂岩气田无明显边界,可类比低渗透砂岩气藏。 $0.35\text{--}0.48 \text{km}^2$ 单井控制面积比较适宜。

综合考虑不同 WPS 情况下平均日产气、累产气、P50 EUR 及峰值产量到达时间,结合文献以及渗透率大小,针对煤层气推荐 EDMN 层 3 ~8 口 / Section。针

对砂岩气,推荐渗透率偏高地区 Edmonton 层 1~2 口 / Section,渗透率偏低地区 Edmonton 层 5 口 / Section。

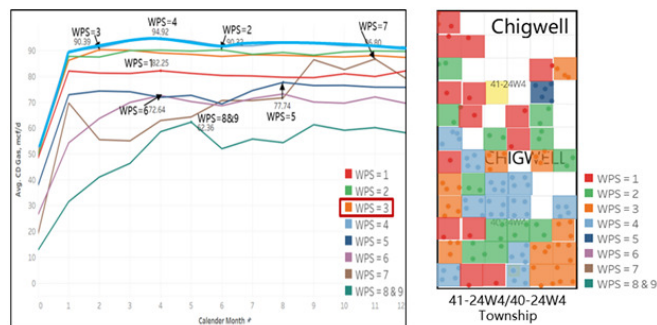


图2 煤层气不同井距井组日产气曲线分析示例

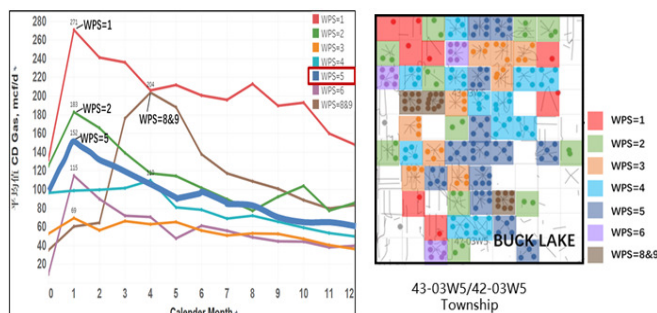


图3 砂岩气不同井距井组日产气曲线分析示例

3 结论

开展盆地级别的油气藏潜力评价工作具有项目时间紧、工作量大、井数多、面积大、资料繁、常规与非常规结合、油气类型复杂等特点。需要在油气藏工程理论的基础上,灵活运用大数据的统计分析技术,力争在保证研究质量的同时使研究效率最大化。

参考文献:

- [1] 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(04):5-27.
- [2] 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):6.
- [3] 李阳,廉培庆,薛兆杰,等.大数据及人工智能在油气田开发中的应用现状及展望[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(4):1-11.
- [4] 宋岩等.煤层气与常规天然气成藏机理的差异性[J].天然气工业,2011,31(12):47-53.

作者简介:

苏聪(1992-),女,汉族,河南濮阳人,硕士研究生,中国石化集团国际石油勘探开发有限公司,中级工程师,油气开发。