

引用格式:卫嘉鑫,张妍,尚教辉,等.页岩油开发初期产能控制因素分析——以长庆油田里151区为例[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):550-558.

WEI Jiixin, ZHANG Yan, SHANG Jiaohui, et al. Principal factor analysis on initial productivity in shale oil development: A case study of Block Li-151 in Changqing Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 550-558.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.011

页岩油开发初期产能控制因素分析

——以长庆油田里151区为例

卫嘉鑫¹,张妍²,尚教辉¹,吕娜¹,刘文超³,王恒恺⁴,马福建⁵,张启涛³

(1. 中国石油长庆油田分公司第二采油厂,甘肃庆城 745100; 2. 中国石油长庆油田分公司第二采油厂,甘肃华池 745600;

3. 北京科技大学土木与资源工程学院,北京 100083; 4. 中国矿业大学(北京)深部岩土力学与地下工程国家重点实验室,北京 100083; 5. 内蒙古建兴斯科科技有限公司,内蒙古乌兰察布 012100)

摘要:为了明确页岩油压裂焖井开发初期的产能控制因素,应用层次聚类分析与主成分分析相结合的综合数据分析方法,对里151区生产井的储层静态参数、压裂施工参数以及产油量数据进行定量分析。首先应用层次聚类方法将生产井划分为A类井与B类井,再利用主成分分析方法对不同类别生产井数据进行产能控制因素分析。分析结果表明:焖井时间小于125 d时,焖井施工可以有效降低产量递减率,大于125 d时,焖井效果较差;A类井产油量递减率与压裂入地液量呈高度负相关,同时动液面对产油量及其递减率影响显著;B类井产油量递减率控制因素主要为动液面和基质孔隙度;B类井产油量控制因素为压裂段数。因此,在对里151区块页岩油进行优化生产时,应考虑A类井与B类井生产控制因素上的差异,充分利用不同井型下控制因素分析结果,为该区块页岩油后续开发提供合理参考。

关键词:页岩油;焖井开发;压裂改造;层次聚类分析;产能控制因素;主成分分析

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Principal factor analysis on initial productivity in shale oil development: A case study of Block Li-151 in Changqing Oilfield

WEI Jiixin¹, ZHANG Yan², SHANG Jiaohui¹, LYU Na¹, LIU Wenchao³, WANG Hengkai⁴, MA Fujian⁵, ZHANG Qitao³

(1. No.2 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, Qingcheng, Gansu 745100, China; 2. No.2 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, Huachi, Gansu 745600, China; 3. School of Civil and Resource Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China; 4. State Key Laboratory for Geomechanics and Deep Underground Engineering, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China; 5. Inner Mongolia Jianxingsco Technology Co., Ltd, Wulanchabu, Inner Mongolia 012100, China)

Abstract: In order to clarify the main principal factors that affect the initial productivity during the development of shale oil reservoirs, a comprehensive data analysis method involved both the hierarchical cluster analysis and the principal component analysis in data statistics is presented; and then the data of the static formation parameters, fracturing operation parameters and the oil productivity of 51 wells in Block Li-151 are analyzed quantitatively. At first, the wells in the block are divided automatically into two types, Type A and Type B, by the hierarchical cluster analysis method. Then, a principal component analysis method is used to analyze the principal productivity factors for different types of wells. Analysis results show that, when the well shut-in time is less than 125 days, the oil production decline rate can be reduced effectively by the well shut-in measures; however, when it is greater than 125 days, the effect of well shut-in measures on oil production decline rate becomes negative. The production decline

收稿日期:2021-01-18。

第一作者简介:卫嘉鑫(1982—),男,本科,工程师,主要从事长庆油田页岩油开发技术管理工作。地址:甘肃省庆阳市庆城县第二采油厂地质研究所,邮政编码:745100。E-mail: weijiixin_cq@petrochina.com.cn

基金项目:长庆油田“长7页岩油国家级百万吨示范区建设”专项(CSSO-180928)。

rate of Type A wells is highly negative with the amount of injected fracturing water; the main principal factors for the production decline rate of Type B wells are the moving liquid level and the porosity of shale matrix. The principal factors for the production rate of Type B wells are the number of fracturing sections. All in all, for the production optimization of shale oil development in Block Li-151, the differences of principal production factors between Type A wells and Type B wells should be considered and the different analysis results of the principal factors that affect the initial shale oil productivity under different well types should be fully utilized. Some guidance can be provided specifically for the formulation of a reasonable shale oil efficient development plan.

Keywords: shale oil, well shut-in, hydraulic fracturing, hierarchical cluster analysis, controlling factors of productivity, principal component analysis

长庆油田城壕地区里151区长7段页岩油储层孔隙度和渗透率极低、渗流通道小(微—纳米级孔隙发育)、压力系数低、开发能量不足^[1-4],现有开发技术难以解决其产油量低、产油量递减快、补充能量困难和采收率低等难题^[5-8]。目前,该区块提高页岩油开发效果的途径主要有两种:①提高改造规模,采取大规模水平井多段压裂改造技术,达到增产改造效果^[9-11];②压后进行焖井,通过渗吸置换^[12-15],提高驱油效率。部分现场应用结果发现,页岩油井压后不返排,停泵后焖井一段时间,有利于提高储层采收率,且压裂液返排率越低,产量反而越高。期间滞留的压裂液渗吸进入页岩储层中,具有排驱原油、补充地层能量、水锁自我解除等显著优点,有利于提高页岩油初期产能。由上述可知,该区块页岩油开发初期产能影响因素多,情况复杂。目前,影响非常规页岩油开发初期产能的控制因素尚不明晰,有关工作亟须完善。

针对储层开发控制因素研究,MA等^[16]明确了非常规页岩油气的产能控制因素,对水平井开发优化技术对策的提出尤为重要;KIM等^[17]定量分析了加拿大Montney页岩气井产能的影响因素,包括油藏质量(RQ)参数和完井质量(CQ)参数,为准确预测产能提供了重要信息;汤志等^[18]研究了昭通黄金坝YS108区页岩气产能的控制因素,进而提出了针对该区块提高水平井产能的主要技术方向;马文礼等^[19]应用Pearson-MIC分析方法研究了复杂条件下页岩气初期产能的控制因素,为页岩气有利区块的优选及产能评价提供了重要依据;郭建成等^[20]通过基于神经网络方法的生产数据分析,研究了四川盆地龙马溪组页岩气井压后返排率及产能的影响因素,并绘制了产能预测图版。由上述可知,目前研究对象大多为页岩气开发的水平井产能控制因素,而针对页岩油的研究则相对较少。因此,以长庆油田里151区生产

井为例,重点研究页岩油开发过程中储层物性参数和压裂施工参数对产油量及产油量递减率的影响,以明确页岩油开发初期产能的控制因素。里151区生产井数据差别较大,不同类型井的产能控制因素大相径庭,若直接对所有井的数据进行分析,产能的控制因素将较难呈现。因此,首先应用层次聚类分析方法^[21],将长庆油田城壕地区里151区所有生产井进行分类,在井分类基础上,应用主成分分析方法^[22-23],对不同类型井的储层静态参数数据、压裂施工参数数据、产量数据进行相关性分析,生成了量化的影响因素相关性系数矩阵,从而明确了不同井类型下页岩油初期产能的控制因素,为页岩油初期合理开发技术政策的制定提供依据。

1 基于层次聚类数据分析方法的里151区井分类

长庆油田城壕地区里151区长7段产油井都实施了焖井措施,重点对里151区所有生产井的储层静态参数、压裂施工参数、含水率降至40%时后3个月的平均日产油量及其递减率等实际数据进行了产能控制因素分析研究(表1)。为了更好地分析和确定页岩油开发初期的产能控制因素,首先将这些生产井进行分类,不同生产井类型下,产能的特征控制因素

表1 关于组合间距离的层次聚类分析结果
Table 1 Group distance from hierarchical cluster analysis results

	A	B	C	D
A	0	0.78	1.33	3.33
B	0.78	0	2.76	1.68
C	1.33	2.76	0	6.20
D	3.33	1.68	6.20	0

有所不同。层次聚类分析方法(Hierarchical Cluster Analysis Method)是基于样本间的亲疏程度,将特征相近样本合理归为一类的方法。样本间的相似程度可以通过测度方法进行度量^[21]。测度方法包括欧氏距离、欧氏距离平方、切比雪夫距离等。采用常用的欧氏距离方法进行度量:

$$\text{Distance}(X, Y) = \sqrt{\sum_{i=1}^m (x_i - y_i)^2} \quad (1)$$

式中: X, Y 代表2个不同的数据样本向量,其元素分别为 x_i 和 y_i ; m 代表每个样本中的总特征数。分类过程中,样本向量距离越小,相似度会越高,进而可以归为一类,其中,迭代计算过程中,任意样本向量组合间的距离则采用组合间的欧式距离平均值进行度量^[18],公式如下:

$$\text{Distance}(G_1, G_{2+3}) = \frac{N_2}{N_2 + N_3} \text{Distance}(G_1, G_2) + \frac{N_3}{N_2 + N_3} \text{Distance}(G_1, G_3) \quad (2)$$

式中: G_1, G_2 和 G_3 分别代表任意3个组合,组合中的样本数分别为 N_2 和 N_3 ; G_{2+3} 为 G_2 和 G_3 组合的合并。

应用层次聚类方法,将里151区生产井依照所对应的实际数据进行分类(表1),其中, $m=14$ 。聚类分析前应对数据样本向量中的元素进行归一化处理,以便对数据进行标准化^[22-23]。量纲元素 Element_j 的归一化公式为:

$$\text{Element}_{j, \text{Normalized}} = \frac{\text{Element}_j - \text{Min}\{\text{Element}_j\}}{\text{Max}\{\text{Element}_j\} - \text{Min}\{\text{Element}_j\}} \quad (3)$$

式中: $\text{Element}_{j, \text{Normalized}}$ 为标准化后的无量纲元素; $\text{Max}\{\text{Element}_j\}$ 和 $\text{Min}\{\text{Element}_j\}$ 分别为该元素 Element_j 在所有样本数据中的最大值与最小值。

应用基于欧式距离测度的层次聚类合并算法^[18],将生产井划分为A类、B类、C类和D类4个不同组合,组合间的距离如表1所示,生产井的自动分类结果如表2所示。由于C类和D类井数较少,因此,主要对A类井和B类井的数据进行产能控制因素分析,其中,A类和B类大致可以以1 400~1 500 m的水平井段长为界,水平段大于1 500 m主要为B类井,而A类井水平段相对较短。尽管A类井中也出现了个别较长水平段的生产井,如华H15-2井,但相对B类井中相近水平段长的井(例如华H7-2井),华H15-2井压裂施工的簇数、加砂量、入地液量、动液面控制、日产油量等相差较大,由此侧面反映了该分类的合理性。

2 基于主成分分析方法的产能控制因素分析

应用主成分分析方法(Principal Component Analysis Method)对页岩油开发初期产能的影响因素进行分析^[22-24],分析结果为包含相关系数的对称矩阵,其矩阵元素可以直接反映影响因素间的相关密切程度,进而能有效辨别页岩油初期产能的控制因素。以下分别对里151区长7段所有产油井的数据进行了产能控制因素的相关性分析。

2.1 里151区所有生产井的产能控制因素分析

首先,采用前述主成分分析法,对表2中里151区所有产油井数据进行相关性分析,得到对称相关性系数矩阵(表3)。由表3可以看出,日产油量及产量递减率与动液面高度及焖井时间有较高的关联性。其中,动液面高度与日产油呈负相关关系,相关系数为-0.444;其与产量递减率呈正相关关系,相关系数为0.543。这表明,动液面控制对页岩油生产影响较大,在施工中应当予以重点考虑。通过表3中产油量及递减率与焖井时间的关系可以看出,产油量与焖井时间大致呈负相关,相关系数为-0.259;递减率与焖井时间大致呈负相关,相关系数为-0.265。这表明焖井措施可以抑制产量递减,对生产具有积极效应。

图1给出了基于里151区所有井数据的焖井时间与

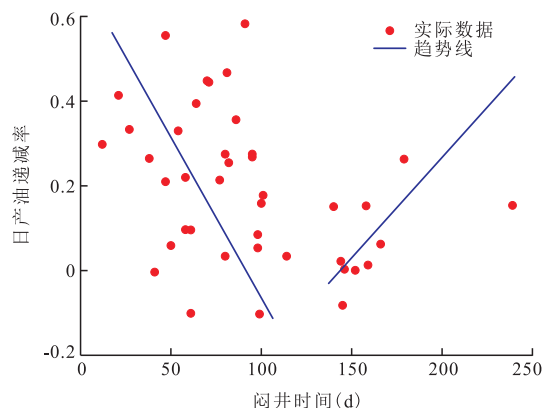


图1 基于里151区所有井数据的焖井时间与产油递减率的统计关系

Fig. 1 Relation between well shut-in time and decline rate for all wells in Block Li-151

表2 里151区产油井的数据及层次聚类分析结果
Table 2 Results of hierarchical cluster analysis for oil production wells in Block Li-151

井名	水平井 段长(m)	钻遇率 (%)	段数	簇数	加砂量 (m ³)	入地液量 (m ³)	闷井时间 (d)	抽深 (m)	动液面 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	含油 饱和度 (%)	日产油 量(m ³)	递减 率	聚类 分析分类
华H5-5	862	79.7	12	57	2 097.0	17 366.6	47	1 480	1 288	9.95	1.25	61.21	13.33	0.21	A
华H47-1	1 147	77.5	13	61	1 631.5	14 901.6	21	1 502	1 399	10.94	1.73	37.02	12.46	0.41	A
华H1-7	1 150	52.4	15	58	2 394.6	20 310.4	101	1 395	1 354	9.50	0.15	55.73	13.65	0.18	A
华H21-1	1 190	46.9	17	86	2 392.9	22 486.1	144	1 250	925	10.17	0.19	55.72	16.56	0.02	A
华H21-2	1 192	77.2	14	74	2 189.1	22 895.3	158	1 250	1 010	10.18	0.18	54.18	13.69	0.15	A
华H12-4	1 237	73.4	15	73	2 024.3	19 729.1	77	1 334	688	8.73	0.78	42.83	19.11	0.21	A
华H21-3	1 310	68.9	15	82	1 884.9	24 039.6	80	1 350	954	10.46	0.19	55.94	15.73	0.03	A
华H11-5	1 369	70.8	17	63	3 046.2	19 984.7	38	1 389	1 124	9.14	0.80	40.85	17.76	0.26	A
华H7-1	1 385	42.2	12	56	1 870.7	16 244.1	91	1 298	1 224	9.98	1.06	42.06	17.38	0.58	A
华H2-1	1 387	62.8	20	78	1 273.0	16 782.6	12	1 475	1 324	8.67	1.71	51.18	14.07	0.30	A
华H61-4	1 430	45.6	16	94	2 557.7	32 314.3	166	1 500	1 238	10.83	1.61	40.07	14.44	0.06	A
华H61-3	1 469	54.0	15	80	2 086.4	20 366.1	179	1 600	1 400	11.03	1.63	43.31	8.70	0.26	A
华H10-3	1 520	81.7	16	104	2 505.1	23 194.9	98	1 350	1 022	9.17	0.60	48.06	17.79	0.05	A
华H11-3	1 537	55.1	16	67	2 414.8	24 105.7	61	1 400	837	9.37	0.84	40.60	22.97	-0.10	A
华H15-2	2 096	63.4	22	90	2 350.6	18 282.8	114	1 453	1 211	9.33	0.13	51.23	13.56	0.03	A
华H6-5	1 401	75.6	19	91	2 439.9	25 595.8	71	1 355	1 308	9.88	1.33	42.06	13.04	0.44	B
华H4-3	1 405	67.2	22	99	4 480.4	27 918.3	80	1 301	931	9.67	1.45	42.14	18.64	0.27	B
华H25-2	1 488	87.1	20	120	3 172.5	28 051.0	62	1 470	555	11.49	1.68	34.24	18.19	-0.51	B
华H2-2	1 520	78.0	25	61	4 330.1	33 565.4	86	1 433	1 316	8.70	1.56	48.88	19.42	0.36	B
华H6-7	1 535	84.2	23	92	4 158.3	27 932.6	50	1 242	1 011	9.82	1.30	34.94	17.37	0.06	B
华H37-1	1 535	79.9	23	123	3 859.1	29 677.1	70	1 500	1 442	9.77	1.01	48.37	8.99	0.45	B
华H6-3	1 536	76.0	23	120	3 132.7	32 527.1	239	1 400	1 098	9.76	0.68	41.92	14.73	0.15	B
华H6-4	1 536	64.7	19	96	2 574.9	26 157.2	82	1 245	1 216	10.28	1.37	44.15	10.84	0.25	B
华H61-2	1 540	74.0	19	114	3 060.9	26 665.8	146	1 200	586	10.63	1.02	41.87	9.77	0	B
华H37-2	1 545	77.8	20	113	3 556.9	27 421.5	81	1 400	1 388	9.09	0.49	43.57	8.05	0.47	B
华H5-1	1 555	98.6	25	126	4 213.6	36 400.6	47	1 357	924	9.47	1.16	46.09	18.82	0.56	B
华H1-4	1 594	82.5	27	124	3 843.9	35 895.6	58	1 406	1 135	10.35	0.18	57.32	24.26	0.10	B
华H41-5	1 599	78.0	16	181	3 666.2	28 938.8	95	1 350	1 322	9.57	1.30	35.91	7.44	0.28	B
华H30-4	1 638	75.2	21	118	3 330.1	28 674.2	95	1 348	455	9.31	1.48	33.65	15.67	0.27	B
华H6-2	1 681	87.8	25	126	3 416.5	33 497.9	100	1 350	1 168	9.55	0.76	44.15	13.62	0.16	B
华H10-1	1 700	86.3	22	130	3 356.8	29 887.5	98	1 206	988	10.11	1.16	41.68	14.71	0.09	B
华H11-1	1 719	69.3	22	97	4 284.8	30 376.6	41	1 246	726	9.37	1.13	43.35	28.57	0	B
华H14-4	1 863	85.9	24	147	3 811.1	30 520.4	145	1 346	511	9.94	0.18	53.63	17.53	-0.08	B
华H13-1	1 865	82.3	23	206	2 948.9	29 907.1	140	1 500	628	9.67	1.23	45.50	17.54	0.15	B
华H14-3	1 870	82.7	23	146	3 580.3	30 735.2	159	1 349	589	9.07	0.12	52.22	16.54	0.01	B
华H14-2	1 967	81.9	26	160	3 943.5	34 295.0	99	1 342	522	11.30	0.26	57.52	16.39	-0.10	B
华H13-4	2 035	74.4	30	129	4 821.6	36 808.5	152	1 505	533	8.91	0.93	45.33	16.75	0.00	B
华H3-2	2 062	55.6	27	120	3 831.7	34 593.7	27	1 349	1 299	9.63	1.34	53.06	16.28	0.33	B
华H15-1	2 070	80.7	32	127	3 087.9	27 307.7	61	1 299	566	11.30	0.27	54.42	17.58	0.10	B
华H7-2	2 082	87.3	28	132	3 858.0	34 627.7	64	1 400	722	9.35	0.91	42.51	20.64	0.39	B
华H25-1	1 070	47.6	11	52	1 455.8	14 088.3	58	1 396	825	11.26	2.59	35.29	9.21	0.22	C
华H7-5	2 039	68.1	31	85	5 208.7	35 710.8	54	1 109	722	6.80	0.78	40.64	28.86	0.33	D

间与产量递减率的数据统计关系,可以看出,在里151区块开发过程中,以焖井时间125 d为界限,焖井施工呈现出截然不同的效果:焖井时间小于125 d时,产油递减率与焖井时间呈负相关,焖井可抑制产量递减,防止储层能量的快速衰竭,对于生产具有显著的积极效果;但当焖井时间大于125 d时,焖井抑制产量递减的效果变差,甚至出现正相关。这说明焖井时间并非越长越好,针对里151区块页岩油开发,存在合理的焖井时间^[13],在实际生产中,建议焖井时间不超过125 d。

里151区不同井之间物性参数与施工方案差异较大,全区数据分析结果难以代表各井的实际生产状况。因此,在获得全区数据分析结果基础上,还需要按照井分类的结果,对不同类型生产井产能进行分类的二次分析。下面对A、B类井单独进行产能控制因素分析。

2.2 里151区A类生产井产能控制因素分析

表4为基于主成分分析法计算得出的里151区长7段A类井数据的相关性系数矩阵。从结果可以看出,A类井产油量及产量递减率与部分因素显示出较高关联性。其中,动液面对于A类井生产具有较大影响:动液面高度与日产油呈高度负相关,相关系

数为-0.768;动液面高度与产量递减率呈高度正相关,相关系数为0.504,体现了生产过程中动液面控制的重要性。此外,焖井时间控制对实际生产也有一定影响:焖井时间与产量递减率呈负相关关系,相关系数为-0.297;焖井时间与日产油呈负相关关系,相关系数为-0.310,简而言之,合理的焖井措施能够减缓产油的快速下降,避免储层能量的快速衰竭,但是生产初期会减少油井的累积产油量。

除动液面与焖井时间外,A类井产量递减率与入地液量呈现负相关性关系,其相关性系数也达到了-0.663,其统计关系如图2a所示。这主要是由于入地液量增多后,返排率应降低,储层能量得到了合理补充,同时渗吸驱油效率也得到了有效提升,有利于储层的长期开采。此外,A类井日产油与页岩基质孔隙度的相关性系数也达到了-0.549,两者之间呈现高度负相关关系,其统计关系如图2b所示。这主要是由于对于储层孔渗条件好的井,现场压裂施工强度与规模较低,产量提升与预期存在差异。因此,对于里151区A类井应加大压裂施工强度,以充分利用有利的储层孔渗条件,提高单井的生产效率。

2.3 里151区B类生产井的产能控制因素分析

表5为基于主成分分析法计算得出的里151区

表3 里151区产油井数据分析的对称相关性系数矩阵
Table 3 Correlation coefficient matrix for oil production wells in Block Li-151

	水平井段长	钻遇率	段数	簇数	加砂量	入地液量	闷井时间	抽深	动液面	孔隙度	渗透率	饱和度	日产油	递减率
水平井段长	1.000	0.293	0.834	0.640	0.621	0.657	0.096	-0.134	-0.420	-0.240	-0.281	0.035	0.327	-0.153
钻遇率	0.293	1.000	0.466	0.549	0.462	0.477	-0.088	-0.053	-0.286	-0.074	-0.184	0.025	0.109	-0.091
压裂段数	0.834	0.466	1.000	0.550	0.785	0.801	-0.031	-0.174	-0.376	-0.289	-0.252	0.142	0.436	-0.069
簇数	0.640	0.549	0.550	1.000	0.492	0.647	0.279	0.000	-0.399	0.054	-0.195	0.019	-0.024	-0.213
加砂量	0.621	0.462	0.785	0.492	1.000	0.852	-0.011	-0.284	-0.319	-0.381	-0.140	-0.074	0.440	-0.032
入地液量	0.657	0.477	0.801	0.647	0.852	1.000	0.174	-0.173	-0.321	-0.213	-0.181	0.024	0.376	-0.109
闷井时间	0.096	-0.088	-0.031	0.279	-0.011	0.174	1.000	0.089	-0.159	0.134	-0.298	0.072	-0.259	-0.265
抽深	-0.134	-0.053	-0.174	0.000	-0.284	-0.173	0.089	1.000	0.323	0.217	0.265	0.043	-0.327	0.031
动液面	-0.420	-0.286	-0.376	-0.399	-0.319	-0.321	-0.159	0.327	1.000	-0.027	0.189	0.075	-0.444	0.543
孔隙度	-0.240	-0.074	-0.289	0.054	-0.381	-0.213	0.134	0.217	-0.027	1.000	0.157	0.034	-0.408	-0.330
渗透率	-0.281	-0.184	-0.252	-0.195	-0.140	-0.181	-0.298	0.265	0.189	0.157	1.000	-0.636	-0.219	0.249
饱和度	0.035	0.025	0.142	0.019	-0.074	0.024	0.072	0.043	0.075	0.034	-0.636	1.000	0.068	-0.099
前三个月 日产油	0.327	0.109	0.436	-0.024	0.440	0.376	-0.259	-0.327	-0.444	-0.408	-0.219	0.068	1.000	-0.209
递减率	-0.153	-0.091	-0.069	-0.213	-0.032	-0.109	-0.265	0.031	0.543	-0.330	0.249	-0.099	-0.209	1.000

长7段B类井数据的相关性系数矩阵,可以看出,B类井产量及产量递减率与部分因素也表现出较高关联性,但B类井控制因素分析结果与A类井分析结果存在显著差异。其中,B类井产量递减率与入地液量相关性很弱,二者的相关性系数仅为0.068(A类井则为-0.663),说明了平井段长度增加后产能影响因素的不确定性,相比之下,B类井产量递减率的控制因素为动液面和页岩基质孔隙度。图3中给出了B

类井产量递减率与动液面的统计关系,可以看出明显的线性相关性。在全区所有井生产过程中,动液面的控制应当是重点考虑因素。

3 产能控制因素等级划分

为了量化表述页岩油开采过程中影响产量及递减率的控制因素强弱,按照相关性系数矩阵元素绝

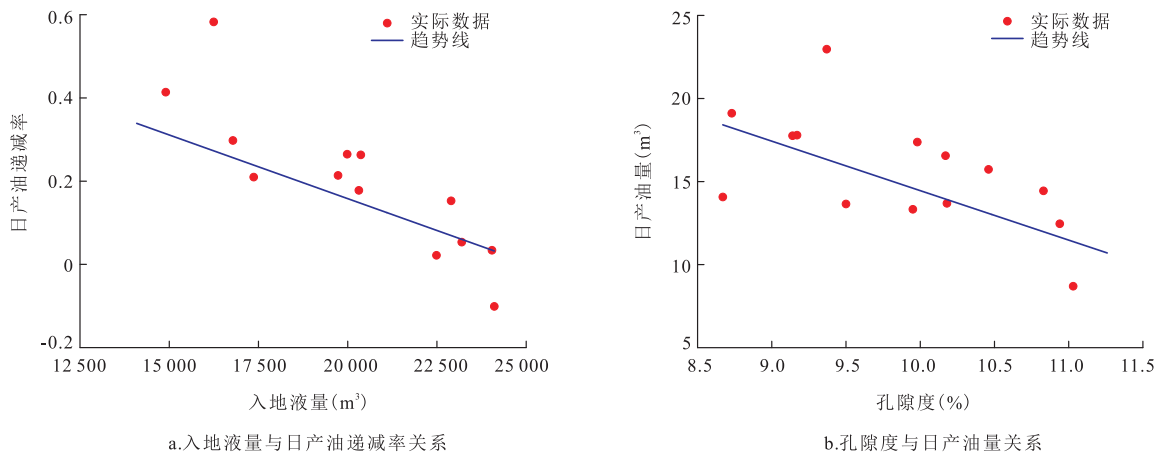


图2 A类井数据统计关系

Fig. 2 Analysis of relation between factors for Type A wells

表4 里151区A类井数据分析的对称相关性系数矩阵

Table 4 Correlation coefficient matrix for Type A wells in Block Li-151

	水平井段长	钻遇率	段数	簇数	加砂量	入地液量	闷井时间	抽深	动液面	孔隙度	渗透率	饱和度	日产油	递减率
水平井段长	1.000	-0.220	0.731	0.527	0.199	0.126	0.211	0.159	-0.036	-0.214	-0.162	-0.284	0.098	-0.291
钻遇率	-0.220	1.000	-0.113	0.016	-0.080	-0.270	-0.419	-0.015	-0.145	-0.221	-0.058	0.174	-0.036	-0.033
压裂段数	0.731	-0.113	1.000	0.542	0.126	0.088	0.004	0.124	-0.047	-0.463	-0.120	0.065	0.034	-0.432
簇数	0.527	0.016	0.542	1.000	0.180	0.567	0.476	0.002	-0.228	0.012	-0.149	0.047	-0.033	-0.568
加砂量	0.199	-0.080	0.126	0.180	1.000	0.504	0.342	-0.179	-0.248	-0.079	-0.406	-0.095	0.306	-0.454
入地液量	0.126	-0.270	0.088	0.566	0.504	1.000	0.575	-0.091	-0.339	0.245	-0.145	-0.064	0.210	-0.663
闷井时间	0.211	-0.419	0.004	0.476	0.342	0.575	1.000	-0.091	-0.048	0.476	-0.256	0.089	-0.310	-0.297
抽深	0.159	-0.015	0.124	0.002	-0.179	-0.091	-0.091	1.000	0.672	0.290	0.710	-0.274	-0.557	0.121
动液面	-0.036	-0.145	-0.047	-0.228	-0.248	-0.339	-0.048	0.672	1.000	0.380	0.507	-0.007	-0.768	0.504
孔隙度	-0.214	-0.221	-0.463	0.012	-0.079	0.245	0.476	0.290	0.380	1.000	0.261	-0.112	-0.549	0.109
渗透率	-0.162	-0.058	-0.200	-0.149	-0.406	-0.150	-0.256	0.710	0.507	0.261	1.000	-0.525	-0.291	0.487
饱和度	-0.284	0.174	0.065	0.047	-0.095	-0.064	0.089	-0.274	-0.007	-0.112	-0.525	1.000	-0.234	-0.295
日产油	0.098	-0.036	0.034	-0.033	0.306	0.210	-0.310	-0.557	-0.768	-0.549	-0.291	-0.234	1.000	-0.314
递减率	-0.291	-0.033	-0.432	-0.568	-0.454	-0.663	-0.297	0.121	0.504	0.109	0.487	-0.295	-0.314	1.000

表5 里151区B类井数据分析的对称相关性系数矩阵
Table 5 Correlation coefficient matrix for type B wells in Block Li-151

	水平井段长	钻遇率	段数	簇数	加砂量	入地液量	闷井时间	抽深	孔隙度	渗透率	饱和度	日产油	递减率
水平井段长	1.000	-0.013	0.706	0.468	0.190	0.450	0.046	0.125	0.029	-0.443	0.495	0.260	-0.175
钻遇率	-0.013	1.000	0.148	0.295	0.046	0.238	0.054	0.189	0.111	-0.275	-0.019	0.103	-0.115
压裂段数	0.706	0.148	1.000	0.033	0.412	0.644	-0.087	0.257	0.028	-0.437	0.611	0.487	-0.034
簇数	0.468	0.295	0.033	1.000	-0.130	0.159	0.321	0.279	0.153	-0.332	0.160	-0.155	-0.192
加砂量	0.190	0.046	0.412	-0.130	1.000	0.594	-0.183	0.168	-0.420	-0.036	0.167	0.430	0.034
入地液量	0.450	0.238	0.644	0.159	0.594	1.000	0.039	0.399	-0.287	-0.259	0.448	0.435	0.068
闷井时间	0.046	0.054	-0.087	0.321	-0.183	0.039	1.000	0.159	-0.124	-0.321	-0.001	-0.257	-0.236
抽深	0.125	0.189	0.257	0.279	0.168	0.399	0.159	1.000	-0.228	-0.020	0.127	0.006	0.066
动液面	-0.476	-0.231	-0.279	-0.338	-0.064	-0.052	-0.270	0.062	-0.301	0.232	-0.038	-0.393	0.630
孔隙度	0.026	0.111	0.028	0.153	-0.420	-0.287	-0.124	-0.228	1.000	-0.159	0.149	-0.025	-0.564
渗透率	-0.443	-0.275	-0.437	-0.332	-0.036	-0.259	-0.321	-0.020	-0.159	1.000	-0.696	-0.071	0.167
饱和度	0.495	-0.019	0.611	0.160	0.167	0.448	-0.001	0.127	0.149	-0.696	1.000	0.246	0.011
日产油	0.260	0.103	0.487	-0.155	0.430	0.435	-0.257	0.006	-0.025	-0.071	0.246	1.000	-0.280
递减率	-0.175	-0.115	-0.034	-0.192	0.034	0.068	-0.236	0.066	-0.564	0.167	0.011	-0.280	1.000

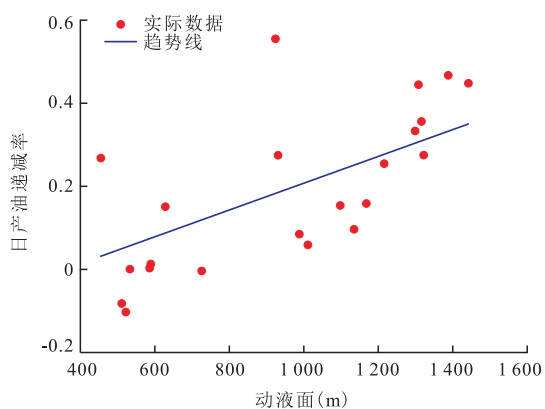


图3 B类井动液面与产油递减率的数据统计关系
Fig. 3 Relation between motion liquid surface and decline rate for Type B wells

对值的大小进行排序,定义相关性度量标准(表6)。根据相关性系数的大小,将相关性系数等级划分为3类:极高相关(0.7~1.0)、高度相关(0.5~0.7)、中低度相关(0~0.5)。该划分依据可以最大程度体现出少数控制因素的影响,为现场实际生产明确优化目标。其中高度相关(0.5~0.7)与极高相关(0.7~1.0)因素可统一划分为控制因素,在实际生产中应当予以重点关注。

依照表6给出的等级划分标准,对表3至表5中

表6 控制因素等级划分
Table 6 Classification of controlling factors

相关系数绝对值	相关性分级	附加说明
0 ~ 0.5	中低度	非控制因素
0.5 ~ 0.7	高度	控制因素
0.7 ~ 1.0	极高	控制因素

产油量及递减率的控制因素进行了相关性等级划分,结果如表7所示,表中数据分别对应里151区长7段所有产油井分析结果、里151区长7段A类井分析结果、里151区长7段B类井分析结果,可以看出不同井类型下产油量及递减率控制因素影响强弱存在差异。其中值得注意的是,针对A类井,入地液量与产量递减率呈现高度相关,而对于B类井,入地液量与产量递减率呈现低度相关。因此,在实际生产中需要针对具体井的情况进行合理规划。

4 结论

1) 基于实际数据统计资料,对里151区长7段页岩油生产井的产能控制因素进行了层次聚类分析。通过层次聚类分析方法,按照数据特征的亲

表7 里151区产能控制因素分析结果
Table 7 Analysis results of controlling factors in Li-151 block

项目	水平井段长	钻遇率	段数	簇数	加砂量	入地液量	闷井时间	抽深	动液面	孔隙度	渗透率
日产油(全区)	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低
日产油(A类)	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	高	极高	高	中低
日产油(B类)	中低	中低	高	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低
递减率(全区)	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	高	中低	中低
递减率(A类)	中低	中低	中低	高	中低	高	中低	中低	高	中低	中低
递减率(B类)	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	中低	高	高	中低

注:表中“高”表示高度相关,“极高”表示极高相关,“中低”代表中低度相关。

疏,将里151区井大致分为A类井和B类井。分析结果显示在目前工程工艺情况下,可以水平井段长1 400~1 500 m作为标准区分A类井与B类井。

2) 基于主成分分析法的数据分析表明里151区A类井和B类井产能及产量递减率的控制因素存在明显差异。里151区A类井产量递减率与压裂施工入地液量呈现较强相关性,而在里151区B类井中并未表现出此相关性。A类井产量递减率的控制因素为动液面、入地液量和簇数,产量的控制因素为动液面和孔隙度;B类井产量递减率的控制因素为动液面和基质孔隙度,产量的控制因素为压裂段数。

3) 数据统计分析表明:焖井时间小于125 d时,产油递减率与焖井时间呈负相关;焖井时间大于125 d时,焖井时间对产能的积极性影响变差,甚至出现消极影响。在该区块实际生产中,焖井时间建议不要超过125 d。

4) 里151区长7段页岩油优化生产时,应考虑A类井与B类井生产控制因素的差异,充分利用不同井型条件下的产能因素相关性分析结果,以便采取相应针对性的页岩油稳产增产措施。所提出的层次聚类与主成分分析相结合的综合数据分析方法,也可应用于其他页岩油区块的产能控制因素分析研究中。

参考文献

[1] 付锁堂,姚泾利,李士祥,等.鄂尔多斯盆地中生界延长组陆相页岩油富集特征与资源潜力[J].石油实验地质,2020,42(5):698-710.
FU Suotang, YAO Jingli, LI Shixiang, et al. Enrichment characteristics and resource potential of continental shale oil in

Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 698-710.
[2] YANG Y F, WANG K, ZHANG L, et al. Pore-scale simulation of shale oil flow based on pore network model[J]. Fuel, 2019, 251(6): 683-692.
[3] 雷浩,何建华,胡振国.潜江凹陷页岩油藏渗流特征物理模拟及影响因素分析[J].特种油气藏,2019,26(3):94-98.
LEI Hao, HE Jianhua, HU Zhenguo. Physical simulation and influencing factor analysis of the flow characteristics in the shale oil reservoir of Qianjiang depression[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(3): 94-98.
[4] 李世臻,刘卫彬,王丹丹,等.中美陆相页岩油地质条件对比[J].地质论评,2017,63(S1):39-40.
LI Shizhen, LIU Weibin, WANG Dandan, et al. Continental shale oil geological conditions of China and the United States [J]. Geological Review, 2017, 63(S1): 39-40.
[5] 付茜.中国页岩油勘探开发现状、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.
[6] 杨跃明,黄东.四川盆地侏罗系湖相页岩油气地质特征及勘探开发新认识[J].天然气工业,2019,39(6):22-33.
YANG Yueming, HUANG Dong. Geological characteristics and new understandings of exploration and development of Jurassic lacustrine shale oil and gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 22-33.
[7] 朱彤.四川盆地陆相页岩油气富集主控因素及类型[J].石油实验地质,2020,42(3):345-354.
ZHU Tong. Main controlling factors and types of continental shale oil and gas enrichment in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 345-354.
[8] 黎茂稳,金之钧,董明哲,等.陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J].石油实验地质,2020,42(4):489-505.
LI Maowen, JIN Zhijun, DONG Mingzhe, et al. Advances in the

- basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(4): 489-505.
- [9] LIU W C, ZHANG Q T, ZHU W Y. Numerical simulation of multi-stage fractured horizontal well in low-permeable oil reservoir with threshold pressure gradient with moving boundary[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 178: 1112-1127.
- [10] ZHANG Q T, ZHU W Y, LIU W C, et al. Numerical simulation of fractured vertical well in low-permeable oil reservoir with proppant distribution in hydraulic fracture[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195: 107587.
- [11] 霍进,支东明,郑孟林,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油藏特征与形成主控因素[J].*石油实验地质*, 2020, 42(4):506-512.
- HUO Jin, ZHI Dongming, ZHENG Menglin, et al. Characteristics and main controls of shale oil reservoirs in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(4): 506-512.
- [12] YANG L, ZHANG X H, ZHOU T, et al. The effects of ions diffusion on imbibition oil recovery in salt-rich shale oil reservoirs[J]. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2019, 16(3): 525-540.
- [13] ZANG Y J, GE H K, SHEN Y H, et al. Evaluating the potential for oil recovery by imbibition and time-delay effect in tight reservoirs during shut-in[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 184(2): 1-8.
- [14] 江昀,许国庆,石阳,等.致密岩心带压渗吸规律实验研究[J].*石油实验地质*, 2021, 43(1): 144-153.
- JIANG Yun, XU Guoqing, SHI Yang, et al. Forced imbibition in tight sandstone cores[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(1): 144-153.
- [15] 马莉,张驰,刘敦卿,等.涪陵页岩气田压裂后焖井工艺适应性初探[J].*特种油气藏*.2019,26(1): 147-151.
- MA Li, ZHANG Chi, LIU Dunqing, et al. Preliminary study on the well-soaking adaptability after fracturing in Fulling shale gasfield[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(1): 147-151.
- [16] MA X H, LI X Z, LIANG F, et al. Dominating factors on well productivity and development strategies optimization in Weiyuan shale gas play, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 594-602.
- [17] KIM G, LEE H, CHEN Z H, et al. Effect of reservoir characteristics on the productivity and production forecasting of the Montney shale gas in Canada[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 182(1): 106276.
- [18] 汤志,镇国钧,陈兴炳,等.昭通黄金坝YS108区块页岩气产能主控因素分析[J].*新疆石油天然气*, 2018, 14(3): 58-62.
- TANG Zhi, ZHEN Guojun, CHEN Xingbing, et al. Analysis of master factor of shale gas production in Huangjinbays108 Block in Zhaotong City[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2018, 14(3): 58-62.
- [19] 马文礼,李治平,高闯,等.页岩气井初期产能主控因素“Pearson-MIC”分析方法[J].*中国科技论文*, 2018, 13(15): 1765-1771.
- MA Wenli, LI Zhiping, GAO Chuang, et al. “Pearson-MIC” analysis method for the initial production key controlling factors of shale gas wells[J]. *China Sciencepaper*, 2018, 13(15): 1765-1771.
- [20] 郭建成,林伯韬,向建华,等.四川盆地龙马溪组页岩压后返排率及产能影响因素分析[J].*石油科学通报*, 2019, 4(3): 273-287.
- GUO Jiancheng, LIN Botao, XIANG Jianhua, et al. Study of factors affecting the flowback ratio and productive capacity of Longmaxi Formation shale in the Sichuan basin after fracturing [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(3): 273-287.
- [21] REVELLE W. Hierarchical cluster analysis and the internal structure of tests[J]. *Multivariate Behavioral Research*, 1979, 14(1): 57-74.
- [22] KARAMIZADEH S, ABDULLAH S M, MANAF A A, et al. An overview of principal component analysis[J]. *Journal of Signal and Information Processing*, 2013, 4(3B): 173.
- [23] 檀朝东,贺甲元,周彤,等.基于PCA-BNN的页岩气压裂施工参数优化[J].*西南石油大学学报(自然科学版)*, 2020, 42(6):56-62.
- SHAN Chaodong, HE Jiayuan, ZHOU Tong, et al. A Study on the optimization of fracturing operation parameters based on PCA-CNN[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2020, 42(6): 56-62.
- [24] 刘彪,许瑞,王居贺,等.基于改进的主成分分析法的钻头优选评价模型[J].*石油机械*, 2020, 48(9): 8-14.
- LIU Biao, XU Rui, WANG Juhe, et al. Bit selection and evaluation model based on improved principal component analysis[J]. *China Petroleum Machinery*, 2020, 48(9): 8-14.

(编辑 柳超超)