

四川盆地龙马溪组页岩压后返排率及产能影响因素分析

郭建成¹, 林伯韬^{1*}, 向建华², 钟华²

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中国石油西南油气田公司工程技术研究院, 成都 618300

* 通信作者, linb_cupb@163.com

收稿日期: 2018-10-17

国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”课题4“页岩气排采工艺技术与应用”(编号: 2017ZX05037-004)资助

摘要 现有研究对四川盆地龙马溪组页岩压后各因素影响返排率的机理认识不清, 返排率影响产能的规律不明朗, 无法通过控制返排率控制产量, 提高单井产量难度大。本研究基于地质数据、生产数据和施工数据, 选取四川盆地龙马溪组WH区块的泊松比、黏土含量、有机碳含量、含气量、孔隙度、脆性指数、地层压力、层厚作为地质因素, 水平段长、压裂水平段长、主压裂用液量、加砂强度、施工排量、支撑剂量作为工程因素, 通过建立前馈神经网络模型, 分析上述两类因素在预测页岩气井返排率时的影响权重, 发现泊松比、孔隙度、黏土含量以及压裂水平段长、加砂强度、施工排量分别为地质和工程方面的主控因素。针对主控因素, 应用多元非线性拟合, 建立以工程指数为响应值、返排率与地质综合指数关系的预测图版; 并进一步建立以综合指数为响应值的返排率与产能关系图版。图版分析表明, 要注重综合因素对返排率和产能的影响。通过实际生产数据统计发现, 四川盆地页岩气井存在最优返排率, 达到最优返排率可以使页岩气井产气量最大化。本研究建立的返排率预测图版可有效预测返排率, 并通过可控因素最优化返排率使其位于产量最大区间, 进而助力提高页岩气井产量。

关键词 四川盆地; 返排率; 前馈神经网络法; 最优返排率; 多因素分析; 定量预测

Study of factors affecting the flowback ratio and productive capacity of Longmaxi Formation shale in the Sichuan basin after fracturing

GUO Jiancheng¹, LIN Botao¹, XIANG Jianhua², ZHONG Hua²

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum- Beijing, Beijing 102249, China

2 Engineering Technology Research Institute of PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company, Guanghan 618300, Sichuan, China

Abstract The mechanism of the factors affecting the flowback ratio after fracturing in the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin is unclear. The mechanisms by which the flowback ratio affects the productive capacity are also unclear and increasing single well production is difficult. For this purpose, based on geological data, production data and construction data, this study selects Poisson's ratio, clay content, total organic carbon content (TOC), gas content, porosity, brittleness index, formation pressure, and layer thickness of the WH block of the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin as the geological factors. The length of the horizontal section, the length of the fracturing section, the amount of liquid used for the main fracturing, the strength

引用格式: 郭建成, 林伯韬, 向建华, 钟华. 四川盆地龙马溪组页岩压后返排率及产能影响因素分析. 石油科学通报, 2019, 03: 273-287

GUO Jiancheng, LIN Botao, XIANG Jianhua, ZHONG Hua. Study of factors affecting the flowback ratio and productive capacity of Longmaxi Formation shale in the Sichuan basin after fracturing. Petroleum Science Bulletin, 2019, 03: 273-287. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.03.025

of the sand reinforcement, the construction displacement, and the supporting dose are selected as the engineering factors. By establishing a proper BP neural network model, the weights of these factors affecting the prediction of shale gas well flowback ratio are analyzed. It is found that Poisson's ratio, porosity, clay content, the length of the fracturing section, the strength of the sand reinforcement, and the construction displacement are the main controlling factors in geology and engineering. For the main controlling factors, a multivariate nonlinear fitting is applied to establish a prediction template with the engineering index as the response value based on the relationship between the flowback ratio and the geological comprehensive index, and a template of the relationship between the flowback ratio and the productive capacity with the comprehensive index as the response value is further established. The analysis shows that it is necessary to pay attention to the impact of comprehensive factors on the flowback ratio and productive capacity. According to the statistics of production data, it is found that the shale gas well in the Sichuan Basin has an optimum flowback ratio, and the optimum flowback ratio can maximize the gas production of the shale gas well. The flowback ratio prediction template established in this study can effectively predict and optimize the flowback ratio, thereby helping to improve the production of shale gas wells.

Keywords Sichuan Basin; flowback ratio; Back Propagation (BP) neural network; the optimum flowback ratio; multi-factor analysis; quantitative forecast

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.03.025

0 引言

水力压裂是页岩气井开发评价和增产改造采用的必要技术措施^[1-2]。水力压裂过程中压裂液在裂缝内外压差的作用下向地层内渗透,可能对储层造成伤害,也可能沟通裂缝,从而增大导流能力。压后压裂液返排工作是水力压裂作业的重要环节,因此确定压裂液返排率的大小并提高产能对评价压裂效果具有重要的工程指导意义。

目前,国内外大部分页岩气井体积压裂改造返排率小于50%^[3]。其大小受到多种因素影响,即使是同一平台,不同井的返排率也有显著差异。司志梅^[4]认为岩心渗透率和返排压差对压裂液滤液返排率的影响较大;杨发荣^[5]通过开展页岩动态渗吸及静态渗吸实验认为页岩水化能力及压裂效果是影响返排率的主控因素;肖波^[6]提出泊松比、杨氏模量和以停泵时间为代表的工程参数是影响返排率的重要因素;张涛^[7-8]通过数值模拟结果发现随着关井时间持续增加,压裂液返排率呈指数降低,同时超低含水饱和度现象和渗透率盲区程度及储层基质水湿程度都会影响返排率的大小。同时,返排率也是影响产能的关键因素。肖寒^[9]运用灰色关联分析方法明确水平井产能的主控因素为甜点钻遇率、含气量、脆性指数等地质因素和改造长度、加砂强度、加砂量等工程因素。马文礼^[10]认为对页岩气井初期产能有直接影响的因素主要包括地质因素8个,工程因素10个;包括优质页岩厚度、总有机碳含量、含气量、压力系数、脆性矿物含量、优质储层钻遇程度、压裂段数、射孔簇数、总液量、单段砂量、施工排量。赵金洲^[11]认为汇聚效应和吸附气的解

吸对产能有重要影响。于荣泽^[12]从微观机制出发,认为基质和微裂缝的渗透率均是控制水平井产能的主要因素。

综上所述,影响返排率和产能的因素众多,学者尚无法得出统一的结论。从研究方法分析,目前返排率和产能影响因素的研究主要通过室内岩心实验进行,如自发渗吸实验、返排模拟实验等,但实验条件和真实储层差别较大^[13],无法精确模拟出地层条件下的油气藏的渗流行为。

前馈神经网络法(Back Propagation Neural Network Method)从人工智能角度出发分析问题,是目前研究多因素控制宏观因素方面较为实用的一种方法。笔者采用这种方法,达到准确预测,并确定主控因素对返排率影响程度的目的,进而通过调整主控因素,将其控制在最优返排率区间,力求达到产能最大化。

1 前馈人工神经网络模型

1.1 论证神经网络方法的可靠性

页岩气井的返排率受地质和工程因素共同作用。目前,页岩气井压裂后返排相关的研究还一直处于探索阶段,返排机理尚不明确。由于地质条件和储层岩石本身的复杂性,用解析法解决返排预测这类问题会有很大误差,使用传统的数值方法有时会遇到无法克服的障碍。前馈神经网络法具有固有的抗变换性、学习联想能力、泛化能力和全局搜索能力,可以弥补解析方法和传统数值方法的不足,为解决这一问题提供一种新的途径。

前馈神经网络算法又称为分层网络算法，是目前应用最为广泛的一种神经网络算法^[14-15]。前馈神经网络算法早在 20 世纪 60 年代就被引入石油工程的应用中^[16]，被用来解决一些多因素控制的、难以定量研究的指标预测问题，均取得了良好的效果。近年来，由于计算机技术的高速发展和大数据分析的兴起，前馈神经网络算法精确度得到显著提高，在多因素影响研究对象的问题上具有较高的可靠性。本文采用前馈神经网络法，将地质因素和工程因素结合，力求给出可靠的决策结果^[17]。

本文的研究思路为建立适当的神经网络模型，输入数据进行训练，通过影响因素的权重结果确定主控因素，进而通过主控因素计算得出的地质综合指数、工程指数及综合指数进行多元非线性拟合，绘制返排率预测图版和产能预测图版，分析方法流程如图 1 所示。

1.2 前馈神经网络建模

本文选取四川盆地 WH 区块 23 口页岩气井作为训练样本，8 口页岩气井作为检验井。现有资料与文献

分析以及现场经验表明，页岩气井返排率的差异主要取决于储层性质、施工因素和返排制度等因素。因此选取层厚、孔隙度、脆性指数、TOC、黏土含量、地层压力、泊松比、含气量 8 个地质因素；水平段长、压裂水平段长、加砂强度、主压裂用液量、施工排量 and 全井支撑剂量 6 个施工因素作为前馈神经网络模型的输入参数，根据算法来计算各输入参数对返排率的影响权重，然后通过权重大小确定主控因素。

通过前馈神经网络的基本结构和前馈神经网络算法构建的模型如图 2 所示。该模型的拓扑结构包含输入层、隐含层和输出层三个结构单元^[18]，其中输入层包含 14 个节点，每个节点代表一个地质或工程因素；隐含层包括 3 个节点；输出层包含 1 个节点，即返排率。

1.3 前馈神经网络模型的训练及预测

在建立的前馈神经网络算法基础上，利用表 1 和表 2 的数据进行编程训练，将所选因素作为输入参数开展训练，通过内部信息处理和信息变换，最后由隐层传递各神经元的的信息到输出层，完成一次学习的正

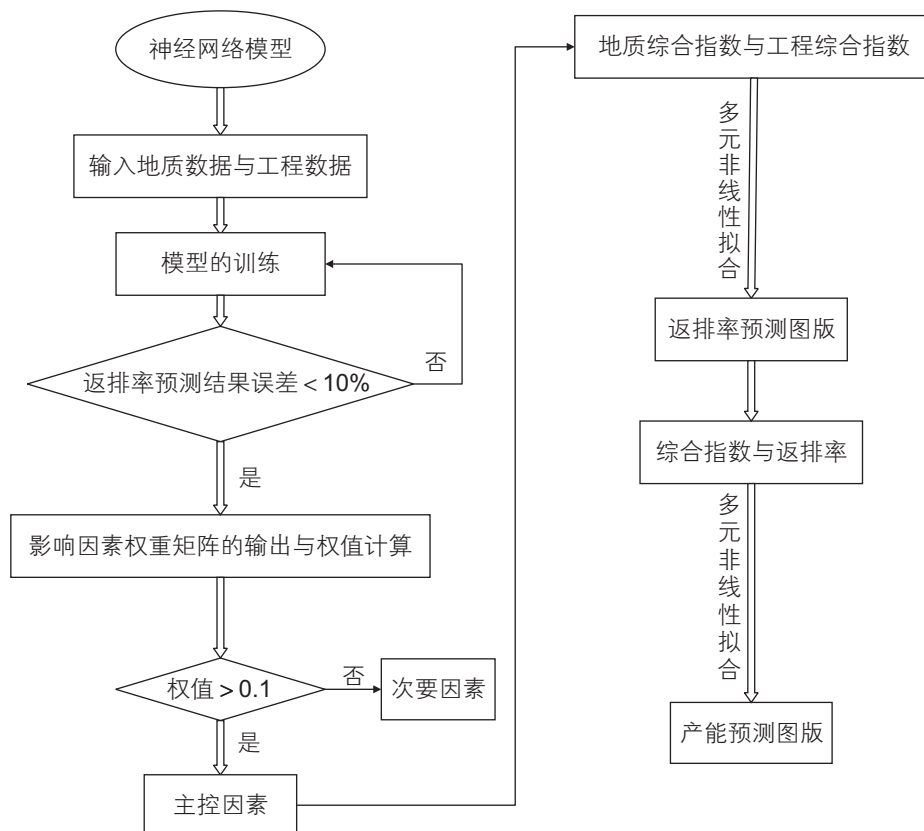


图 1 分析方法流程图

Fig. 1 Analytical method flow

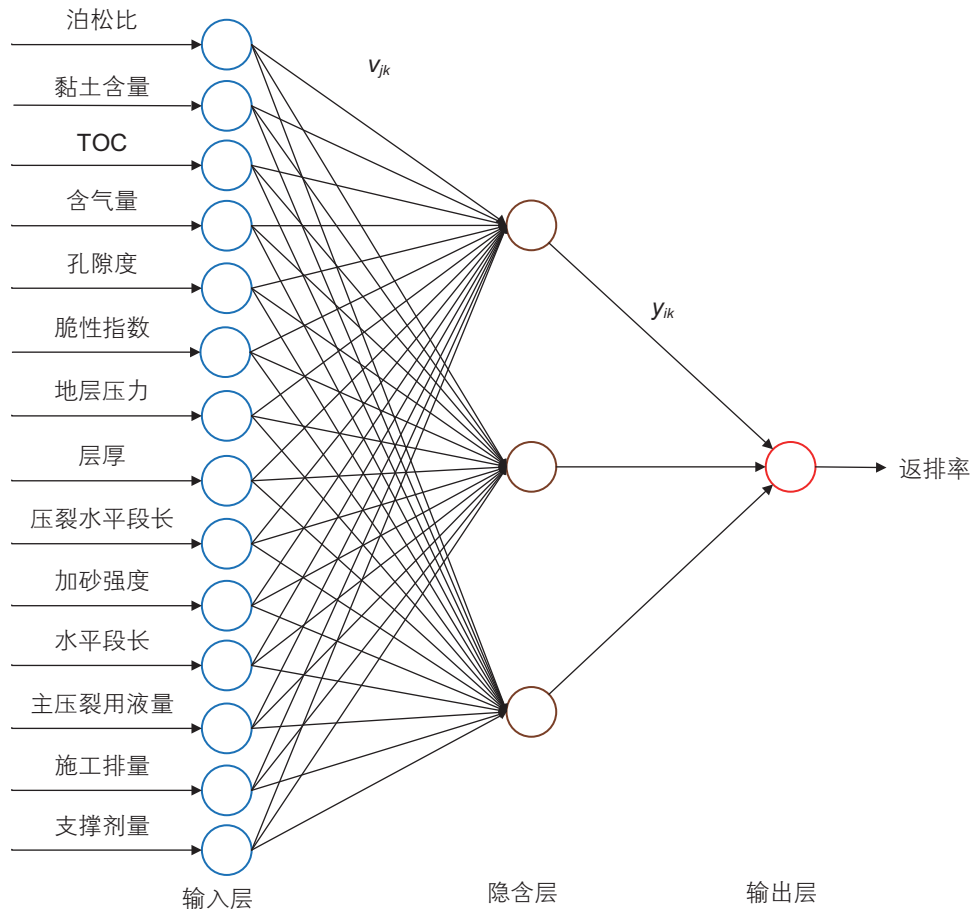


图2 前馈神经网络算法结构模型

Fig. 2 Back propagation network algorithm structure model

向传播处理过程^[19]；反复训练直到输出误差减少到算法程序设定的 10^{-7} 。同时通过权重矩阵的输出，应用式(1)计算各主控因素的权重大小：

$$s_i = F_{ik} / \sum_i^k F_{ik} \quad (1)$$

其中 i 为单一主控因素， k 为主控因素的个数， S_i 为单一主控因素权重， F_{ik} 为单一主控因素权重矩阵。

2 预测结果及主控因素分析

2.1 预测结果

利用四川盆地WH区块的8口页岩气井的地质资料和生产数据验证此算法的准确性，预测结果如图3所示。其中横坐标为返排率的真实值，纵坐标为预测值。结果显示前馈神经网络的相对预测误差较小。对于没有经过学习训练的样本而言，训练后的前馈神经网络具有较好的预测能力和精度，可以较为准确地反映所选影响因素与返排率之间的关系。由此可知，本

文构建的返排率前馈神经网络具有较佳的预测能力和精度。

2.2 权重计算与分析

由上述分析可知，预测结果精度较高，可以进行权重分析，输出权重矩阵，通过式(1)进行权重计算，结果如表3和表4所示。将权重值大于0.1的影响因素视为主控因素，即影响返排率的主控因素为：泊松比、黏土含量、孔隙度、施工排量、加砂强度和压裂水平段长。将含气量、TOC、脆性指数、地层压力、层厚、支撑剂量、水平段长、改造段数和主压裂用量视为次要影响因素。

为了验证前馈神经网络模型的正确性，通过式(2)相关性分析得到各种地质因素、工程因素与页岩气井返排率的相关系数(表5、表6)。相关性分析是指对两个或多个具备相关性的变量元素进行分析，从而衡量两个变量因素的相关密切程度。相关系数越大，表明该因素对页岩气井返排率的影响越大。一般认为相关系数大于0.3，小于0.8，则具有中相关性。由分析结

表 1 WH 区块部分井地质数据

Table 2 Geological data of some wells in the WH block

井名/影响因素	返排率/%	第一个月累产气量/(10 ⁴ m ³)	有机碳含量/%	脆性指数/%	孔隙度/%	地层压力/MPa	层厚/m	总含气量/(m ³ /t)	泊松比	黏土含量/%
WH2-1-1	53.04	161.10	4.50	55.4	5.6	1.40	1588	5.5	0.20	10.5
WH2-1-2	43.78	226.70	2.50	61.5	6.1	1.40	1645	3.7	0.18	12.4
WH2-1-3	26.35	428.40	3.20	52.8	5.7	1.40	1719	4.1	0.25	19.9
WH2-1-4	39.75	392.10	4.10	54.5	6.5	1.40	1918	5.2	0.20	15.7
WH2-1-5	52.58	344.60	3.70	54.2	5.6	1.40	2012	4.6	0.20	20.8
WH2-1-6	20.19	231.70	3.90	55.9	5.5	1.40	1780	3.9	0.20	20.6
WH2-2-1	37.22	288.91	4.34	52.5	6.3	1.60	1679	4.2	0.19	NaN
WH2-2-2	49.41	283.30	3.75	52.3	5.6	1.60	1612	3.7	0.21	NaN
WH2-2-3	33.81	464.80	4.76	40.3	6.1	1.60	1788	5.7	0.22	NaN
WH2-2-4	53.67	194.70	3.91	50.3	5.8	1.60	1642	3.8	0.25	NaN
WH2-2-5	49.97	496.90	4.63	56.2	6.5	1.60	1699	4.6	0.23	NaN
WH2-2-6	30.16	335.70	4.47	65.8	5.7	1.60	1627	3.5	0.19	NaN
WH4-3-1	33.49	214.71	3.60	50.3	4.8	1.40	1698	3.1	0.25	10.9
WH4-3-2	47.78	273.69	4.60	48.4	5.5	1.40	1696	5.9	0.23	11.3
WH4-3-3	55.67	385.13	3.30	49.5	6.2	1.40	1590	4.8	0.23	12.2
WH4-3-4	24.92	314.81	4.20	48.4	6.1	1.40	1656	5.6	0.24	15.0
WH4-3-5	40.20	348.00	4.20	48.4	5.8	1.40	1662	3.9	0.24	12.9
WH4-3-6	53.83	328.70	3.40	48.3	6.4	1.40	1624	5.6	0.21	10.9
WH4-1-2	42.98	462.30	4.00	50.3	NaN	1.96	1746	1.3	0.21	13.2
WH4-1-3	44.28	397.60	3.40	50.0	6.4	1.96	1610	4.6	0.20	NaN

表 2 WH 区块部分井施工数据

Table 2 Partial well construction data of WH block

井名/影响因素	加砂强度/(t/100m)	支撑剂量/t	水平段长/m	压裂水平段长/m	施工排量/(m ³ /min)	主压裂用液量/m ³
WH2-1-1	186	1489	1500	1134	15	31333
WH2-1-2	178	1795	1500	1409	18	37531
WH2-1-3	152	1945	1500	1412	19	39991
WH2-1-4	142	2378	1800	1703	25	51608
WH2-1-5	173	2223	1800	1668	23	48396
WH2-1-6	168	1409	1800	1572	21	37780
WH2-2-1	141	1264	1240	919	12	22874
WH2-2-2	134	1717	1480	1441	16	29631
WH2-2-3	161	1632	1300	1232	16	29881
WH2-2-4	128	2140	1600	1565	19	35862
WH2-2-5	87	2174	1600	1600	20	36290
WH2-2-6	149	1766	1500	1450	19	33885
WH4-3-1	155	1843	1500	1308	14	27548
WH4-3-2	172	1568	1500	1589	17	31632
WH4-3-3	128	1875	1488	1456	14	37947
WH4-3-4	136	1083	1500	1163	15	30098
WH4-3-5	143	1064	1500	1340	12	25572
WH4-3-6	129	1454	1500	1457	10	25154
WH4-1-2	123	1598	1500	1440	17	35321
WH4-1-3	102	1727	1500	1450	17	36748

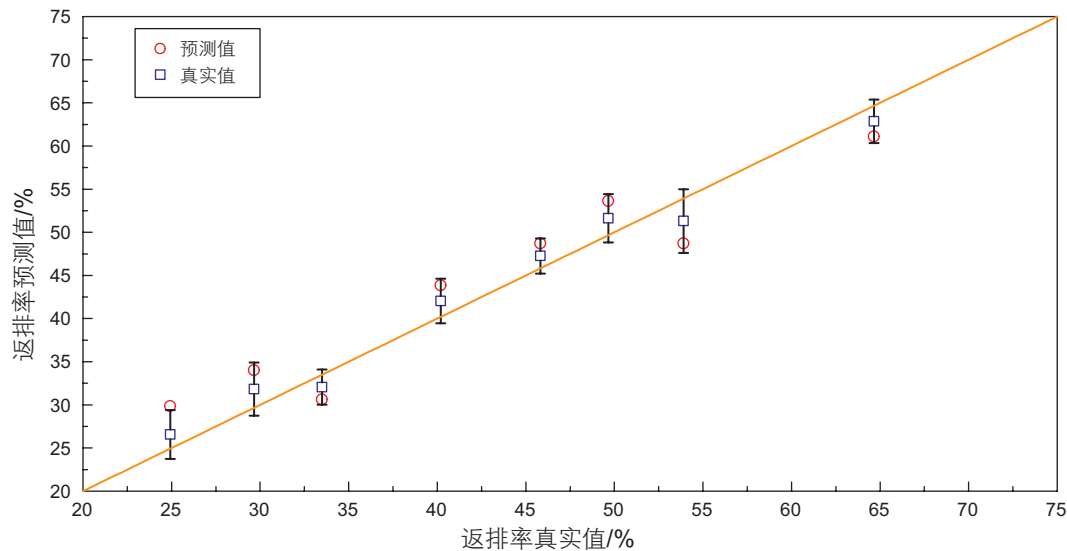


图3 前馈神经网络算法返排率预测结果图

Fig. 3 Back propagation neural network algorithm backflow ratio prediction result

表3 影响返排率地质主控因素权重分布

Table 3 Weight distribution of geological main control factors affecting the flowback ratio

影响因素	泊松比	黏土含量	TOC	含气量	孔隙度	脆性指数	地层压力	层厚
权重	0.1100	0.1580	0.0600	0.0647	0.1250	0.0490	0.0280	0.0030

表4 影响返排率工程主控因素权重分布

Table 4 The weight distribution of the main control factors affecting the flowback ratio

影响因素	水平段长	压裂水平段长	施工排量	主压裂用量	支撑剂量	加砂强度
权重	0.0073	0.1020	0.1130	0.0040	0.0320	0.1410

表5 返排率与地质参数相关性分析结果

Table 5 Analysis results of correlation between flowback ratio and geological parameters

影响因素	泊松比	黏土含量	TOC	含气量	孔隙度	脆性指数	地层压力	层厚
相关系数	0.3502	-0.6273	-0.1075	0.1520	0.4173	-0.2924	0.0800	-0.1550

表6 返排率与工程参数相关性分析结果

Table 6 Analysis results of correlation between flowback ratio and engineering parameters

影响因素	水平段长	压裂水平段长	施工排量	主压裂用量	支撑剂量	加砂强度
权重	0.0243	0.3134	0.3825	0.0640	0.1270	0.4687

果可知, 由于返排率受众多因素共同影响, 各参数与其相关性并不显著, 泊松比、黏土含量、孔隙度、施工排量、加砂强度和压裂水平段长与返排率具有中相关性, 可以作为影响返排率的主控因素, 与神经网络模型结果一致, 说明神经网络模型可靠。综合神经网络模型权重结果和相关性分析结果可以得出主控因素影响返排率的程度大小依次为黏土含量、加砂强度、

孔隙度、施工排量、泊松比、压裂水平段长。

$$r_{xy} = \frac{s_{xy}}{s_x s_y} \quad (2)$$

其中 r_{xy} 表示样本相关系数, S_{xy} 表示样本协方差, S_x 表示 x 的样本标准差, S_y 表示 y 的样本标准差

就理论角度而言, 在相同条件下, 地层压力越高, 地层提供的返排能量越大, 返排率越高^[20]。但根据上

述分析可知,即使同一区块具有相同地层压力的页岩气井,返排率也存在很大差异,因此认为地层压力对返排率的影响有限。页岩气的主要存在形式为吸附气和游离气^[21],龙马溪组页岩气的赋存形式以吸附气为主^[22],含气量的多少主要取决于吸附气,游离气含量基本相同。而压裂返排的大部分液体是用来置换裂缝中的游离气的,因此,含气量对返排率的影响不大。据以往实验结果,页岩的有机碳含量(TOC)和页岩的生烃能力呈正相关^[23],与页岩储层厚度一样,其主要与储层含气量有关,因此是影响返排率的次要因素。

在工程因素方面,支撑剂量、主压裂用液量和水平段长被视为影响返排率的次要因素。支撑剂主要通过影响裂缝的形成进而间接影响返排率,其对裂缝的影响主要表现在支撑剂的铺置情况和支撑剂的类型上,支撑剂量对返排率的影响较小。根据孟文博等人研究^[24],随着主压裂用液量的增加,储层改造体积增长幅度并不显著。且由于储层改造体积和返排率有直接关系,主压裂用液量对返排率的影响有限。现场施工情况表明,过长的水平段会导致轨迹控制、井壁稳定性等方面的问题,因此现场水平段长一般差异不大,即为次要影响因素。

3 影响返排率的主控因素分析

3.1 地质因素对返排率的影响

根据2.2节的权重分析结果,发现泊松比对返排率有重要影响。由表1可知,尽管四川盆地的泊松比的变化范围很小,返排率的大小波动却很大,即认为返排率对泊松比的变化非常敏感。推测原因如下:根据温庆志等人^[25]的研究,泊松比越大,形成的储层改造体积越小(图4(a)),压裂形成的缝网相对较小,但是形成缝网的尺度存在很大差异。当缝网的尺度较小时,压裂液进入裂缝,由于返排压差远小于毛管力,进入裂缝的压裂液难以返排;反之,压裂液则可顺利返排,这也造成了泊松比与返排率并没有明确的对应关系(图4(b))。黏土含量是影响返排率的重要因素,黏土主要包括高岭石、蒙脱石和伊利石等矿物。压裂液进入裂隙后,一方面,高岭石会充填粒间孔隙,由于高岭石微粒聚合物对岩石颗粒的附着力很差,高岭石微粒堵塞岩石孔隙喉道,降低岩石的孔隙度和渗透率,并且蒙脱石遇水膨胀。由于比表面积较大,吸水较多,使束缚水饱和度较高,黏土矿物水敏现象严重,在返排过程中不利于压裂液排出,返排率较低^[26];另

一方面,水与黏土矿物接触后发生系列物理化学作用,颗粒吸水生成表面水化膜,产生水化应力,在裂纹尖端造成应力集中,易使裂纹产生或扩展,导致页岩储层形成比较明显的宏观裂缝^[27-28],增大了压裂液的返排通道,使其更易产出。分析现场统计数据发现,四川盆地的黏土含量与返排率呈负相关关系(图4(c)),黏土含量高,返排率呈下降趋势,说明四川盆地页岩黏土矿物膨胀在压裂过程中起主导作用。同时,黏土矿物属无机质矿物,使页岩储层显现部分亲水性,液相进入储层后将在水湿小孔隙中形成毛管水,堵塞小孔隙,导致气体难以突破该部分孔隙的高毛管力,造成水锁严重^[29]。由于页岩储层的非均质性,亲水性强弱不同,所以返排率和黏土矿物没有明显的线性关系。页岩的孔隙主要是微米孔隙和纳米孔隙,Schettler等^[30]通过对美国泥盆系页岩气井的大量测井曲线分析发现,岩石孔隙是页岩气的主要存储场所,约一半气量存储在孔隙中;根据蒙冕模^[31]等人的实验结果显示,压裂液进入页岩储层后,优先充填大孔隙,随后进入微裂缝。孔隙度较高,进入大孔隙的压裂液在返排压差下易于返排,而微孔隙中毛管力大,能够吸入大量压裂液,且返排压力往往小于该毛管力,微裂缝中大量压裂液无法返排,导致压裂液返排率低,大量滞留于页岩储层。所以,孔隙度越高,页岩区块呈现返排率越高的趋势,如图4(d)所示。由于多个因素共同影响返排率,所以返排率与地质影响因素的相关性较弱,只有综合考虑多因素的共同作用,才能更符合实际的进行返排率的预测。

3.2 工程因素对返排率的影响

返排率随压裂水平段长的增加而增加,如图5(a)所示,随着压裂水平段长的增加,排水面积增加,返排率会随之增加,但长度的增加也会造成井眼的摩擦损失,所以返排率大小与压裂水平段长度并不成比例^[32]。压裂水平段长增大,代表泄气宽度的增加,气体的流动通道变大,虽然气体的携液能力变小,但是整体排液量增加,说明气体的携液是压裂液返排的次要因素。施工排量作为影响返排率的主控因素,主要表现在大的施工排量会使压裂液沿着一个方向迅速到达裂缝深处,产生大的主裂缝,没有充足的时间进入小裂缝,限制了更多预先存在的天然裂缝与诱发裂缝的连接,大量压裂液主要以主裂缝作为流动通道,压裂液与岩石发生的水化作用更少,因此返排率更高。但是,施工排量过大也会导致裂缝上下延伸过高,如图5(b)、(c)所示^[33],这对支撑剂在裂缝中的置放不

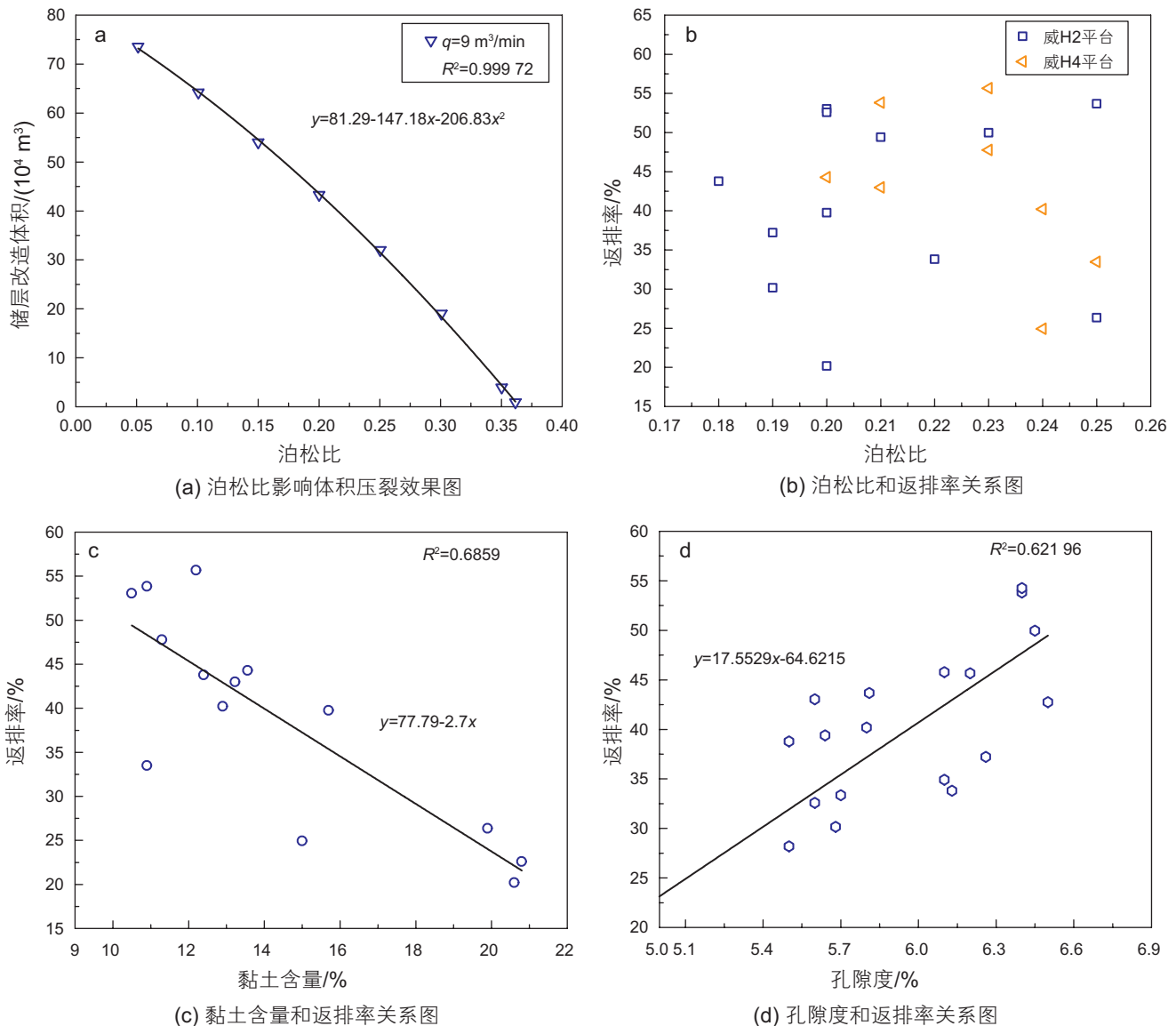


图4 地质因素的敏感性分析

Fig. 4 Sensitivity analysis of geological factors

利, 会影响支撑剂的有效支撑和裂缝的导流能力^[34], 进而影响压裂液的返排。加砂强度直接反映了压裂支撑裂缝中的砂体情况和裂缝的导流能力。加砂强度低, 支撑裂缝的支撑能力不足, 在长期生产过程中会导致孔隙压力变化, 支撑裂缝的导流能力容易丧失, 失去高渗流特性, 直接影响气体和压裂液的流动通道^[35], 造成返排液降低。另外加砂强度低, 不容易形成好的砂梯剖面, 进而影响导流能力。同时, 加砂强度过高还会使支撑缝高度过高^[36], 沟通水层, 大大提高返排率。返排时间重要的返排控制参数, 统计分析四川盆地某井区页岩气施工井返排时间与返排率的关系, 发现返排时间与返排率没有明显的相关性(如图6所示)^[37]。返排时间长, 页岩和压裂液有充足的接触时

间, 在这个过程中可能会诱导出新的裂缝或者开启原始处于关闭的天然裂缝, 增大渗透率, 且侵入的滑溜水压裂液可以清洗裂缝, 增大导流能力, 增大返排率; 同时, 页岩和压裂液的长期接触, 会导致其黏土膨胀对裂缝造成伤害, 增加压裂液返排的难度。因此闷井需要多长时间, 闷井时间是如何影响返排率的尚没有定论, 需要进一步深入探究。

4 返排率与产能预测图版

4.1 返排率预测图版

为便于现场施工使用, 通过前馈神经网络算法所

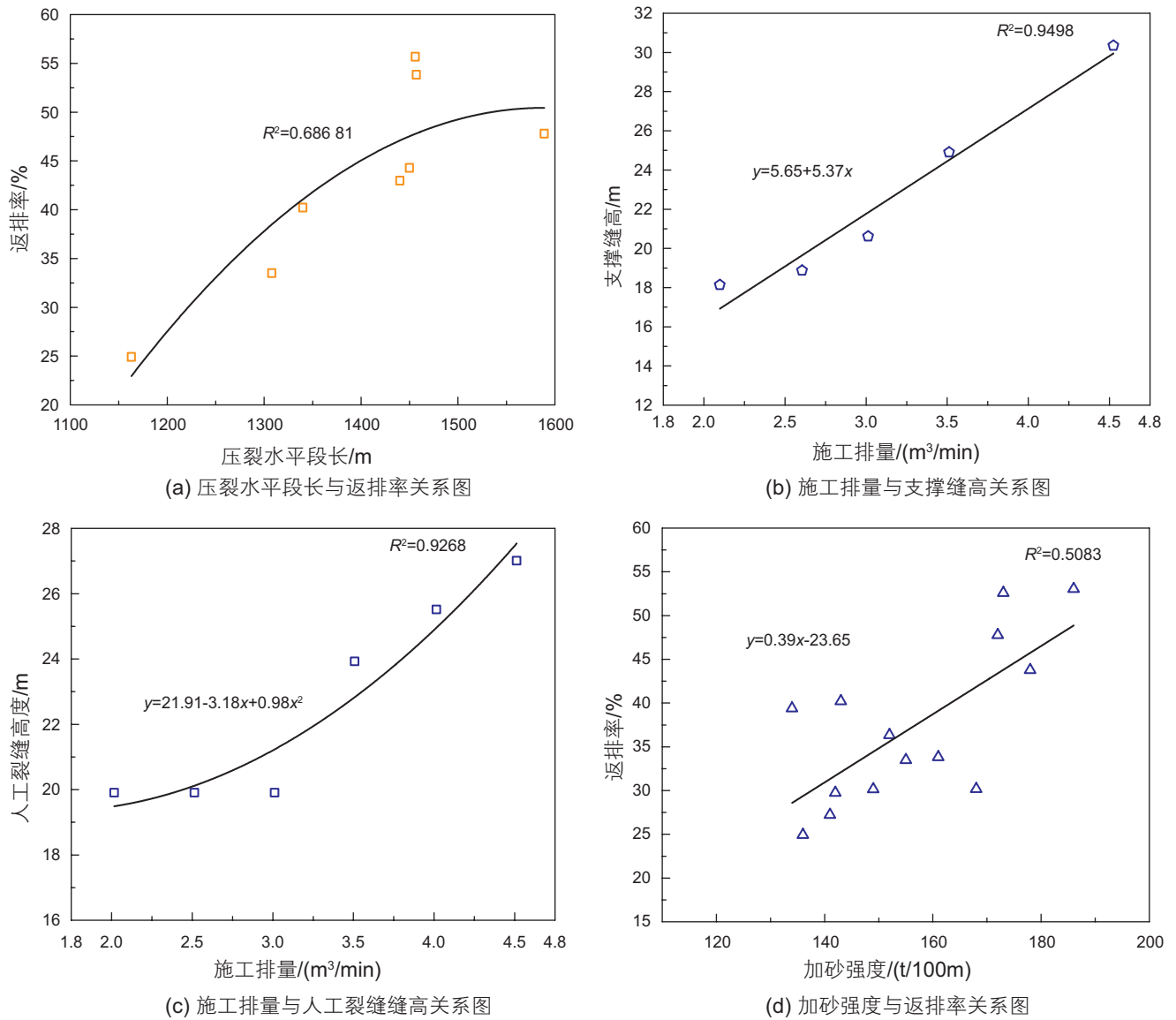


图 5 工程因素的敏感性分析
Fig. 5 Sensitivity analysis of engineering factors

选择的地质主控因素和工程主控因素建立基于工程指数为响应值，返排率与地质综合指数的关系图版。

从单因素统计分析泊松比、黏土含量及孔隙度对返排率的影响趋势来看，整体表现较为分散，为了探究地质因素整体对返排率的影响，引入地质综合指数进行返排率影响趋势初探。为了去除数据的单位限制，将其转化为无量纲的纯数值，便于不同单位或量级的指标能够进行比较和加权，进行综合测评分析。本文采用无量纲化处理，计算方式如式(3)所示，即首先对泊松比、黏土含量及孔隙度进行归一化，然后三者相乘即代表地质综合指数。

$$x = \frac{\mu_s}{\mu_{\max}} \cdot \frac{\phi_s}{\phi_{\max}} \cdot \frac{T_s}{T_{\max}} \quad (3)$$

式(3)中 x 为地质综合指数，无量纲； μ 为泊松比，无量纲； ϕ 为孔隙度，%； T 为黏土含量，%； s 代表单井。同样，为了探究工程主控因素整体对返排率的影响，选择同样的方法引入工程指数，计算公式如式(4)所示。

$$e = \frac{L_s}{L_{\max}} \cdot \frac{Q_s}{Q_{\max}} \cdot \frac{\sigma_s}{\sigma_{\max}} \quad (4)$$

式(4)中 e 为工程指数，无量纲； L 为压裂水平段长，m； Q 为施工排量，(m³/min)； σ 为加砂强度，t/100m； s 代表单井。

基于上述大量井组地质综合指数和工程指数的数据统计和分析，采用多元非线性回归方法对数据进行拟合，得到拟合函数：

$$Y_F = 0.429 \cos(x^2) - 0.287x^2 \sin(12.78e) \quad (5)$$

式(5)中 Y_F 为返排率, %; x 为地质综合指数, 无量纲; e 为工程指数, 无量纲。

根据拟合函数, 绘制如图7所示基于地质综合指数和工程指数返排率预测图版, 可对返排率进行有效预测。

从图7可见, 返排率受地质综合指数和工程指数两方面的影响, 有些主控因素对返排率的提高起到促进作用, 有些主控因素会抑制压裂液的返排, 有些因素过高或者过低对返排率会有截然相反的影响, 随着

工程指数和地质综合指数的变化, 返排率的变化趋势也不尽相同。但从结果来看, 四川盆地页岩气井返排率大多不超过60%。地质综合指数和工程指数的主控因素对返排率的影响程度不同, 在图版中我们可以看出, 地质综合指数相同, 返排率随工程指数的变化差异很大, 但是未呈现特定规律。

4.2 产能预测图版

为了探究返排率在多因素条件下影响产能的规律, 通过实际生产数据建立以综合指数为响应值的累产气

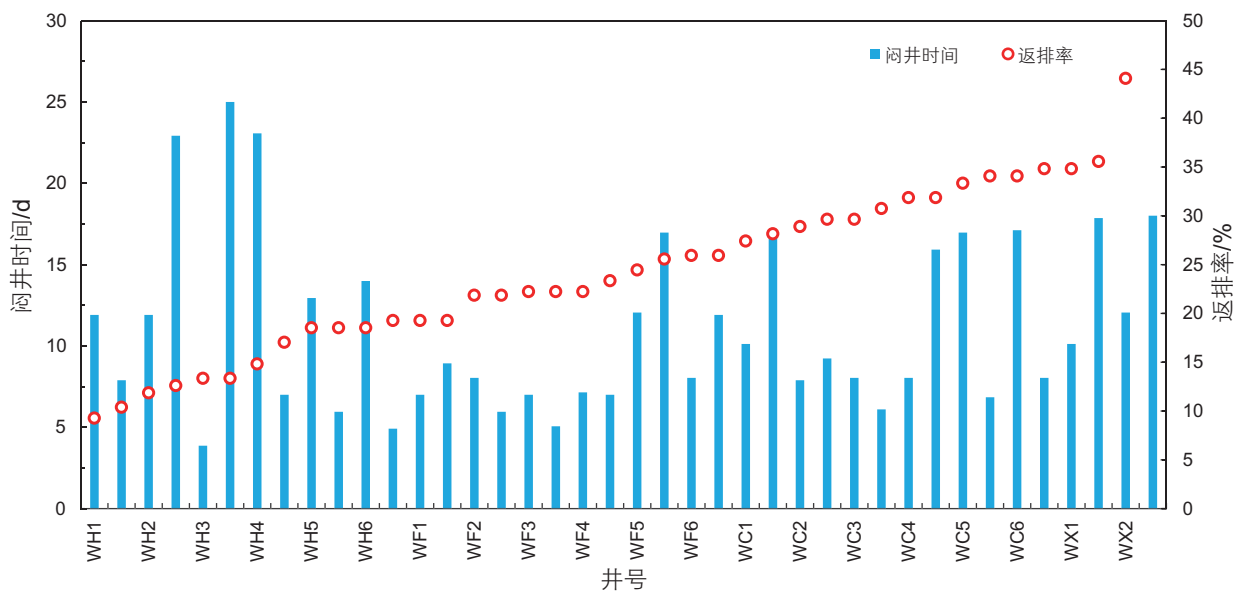


图6 闷井时间与返排率关系图

Fig. 6 Relationship between shut-in time and flowback ratio

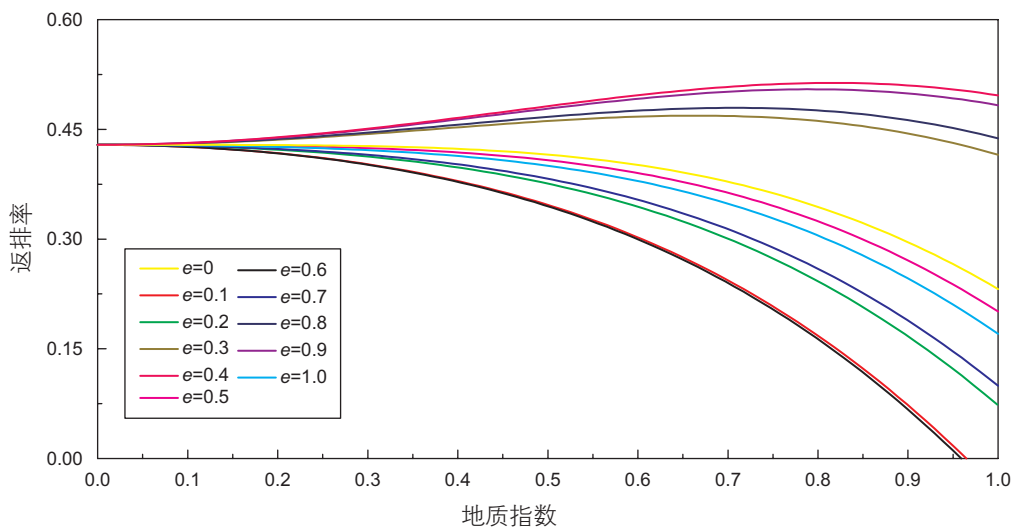


图7 基于地质综合指数和工程指数的返排率预测图版

Fig. 7 Flowback ratio prediction chart based on geological comprehensive index and engineering index

与返排率的关系图版。

在考虑地质综合因素和工程综合因素的基础上引入综合指数进行返排率影响产能规律的研究。计算方式如式(6)所示,即首先对泊松比、黏土含量、孔隙度、压裂水平段长、施工排量及加砂强度等进行归一化处理,然后相乘的值即代表综合指数。

$$c = \frac{L_s}{L_{\max}} \cdot \frac{Q_s}{Q_{\max}} \cdot \frac{\sigma_s}{\sigma_{\max}} \cdot \frac{\mu_s}{\mu_{\max}} \cdot \frac{\phi_s}{\phi_{\max}} \cdot \frac{T_s}{T_{\max}} \quad (6)$$

式(6)中 c 为综合指数。通过前文统计的井组数据以及综合指数进行多元非线性拟合,得到拟合函数式(7)。根据拟合函数绘制产能预测图版如图8所示。

$$P(Y, c) = 250 \times (c^{1/3}) \times 512^{(-0.6 \times ((Y/100) - 0.27)^2)} \quad (7)$$

式(7)中 $P(Y, c)$ 为累产气量, $\times 10^4 \text{m}^3$; Y 为返排率, %; c 为综合指数, 无量纲。

分析结果表明,虽然返排率的大小与累产气量并没有完全的对对应关系,但是从整体趋势上看,该区块返排率与累产气量存在以下关系:(1)四川盆地整体返排率越大,累产气量越小。但存在最优返排率,即当返排率在20%~40%区间时,产气量达到最优效果。其可能的原因是当低于最优返排率时,残留在储层中的液体过多,气体相对渗透率小,不利于产气^[7];高于最优返排率时,压裂液未能有效进入次生裂缝,沟通更多裂缝,不利于提高产能;当气井达到最优返排率时,压裂液注入既为气体产出提供了一定驱动力,也不会过度损害渗流通道^[20]。(2)随着综合指数的变化,产能随返排率的变化规律并不明显。这说明,组

成综合指数的地质因素和工程因素中有的因素对产能起正面作用,有的因素会阻碍产能的提高,具体的影响机理需要开展微观层面的实验研究。在进行产能预测时,需全面考虑多种因素,得到综合指数然后才能进行有效预测。

4.3 现场应用实例

鉴于目前四川盆地页岩区块存在最优返排率,即当返排率在20%~40%区间时,产气量较高。因此,提高页岩气井产量应该着眼于调节返排率。现通过3口页岩气井根据以上分析方法进行返排率图版预测,进而验证图版的可靠性,给出优化措施。如表7所示,已知各主控因素大小,计算出相应的综合指数,然后通过图版进行返排率预测,结果表明,误差较小,可以进行有效预测。

据表7所知,WH2-3-4处在最优返排率区间,不需要进行返排率的调控。但是WH2-1-1井和WH2-1-5井返排率较高,为了提高产量,需采取措施将返排率降低至最优返排率区间。可以通过对压裂水平段长、施工排量和加砂强度这3个人为可以调控的因素进行返排优化,如进行二次压裂,增加裂缝复杂程度,进行施工排量的优化组合,改变流体的导流能力等方式降低返排率。反之,如果返排率较低,则可以改变加砂强度和加砂方式,并调整压裂制度,将返排率控制在的最优区间20%~40%,达到产能最大化,提高经济效益。

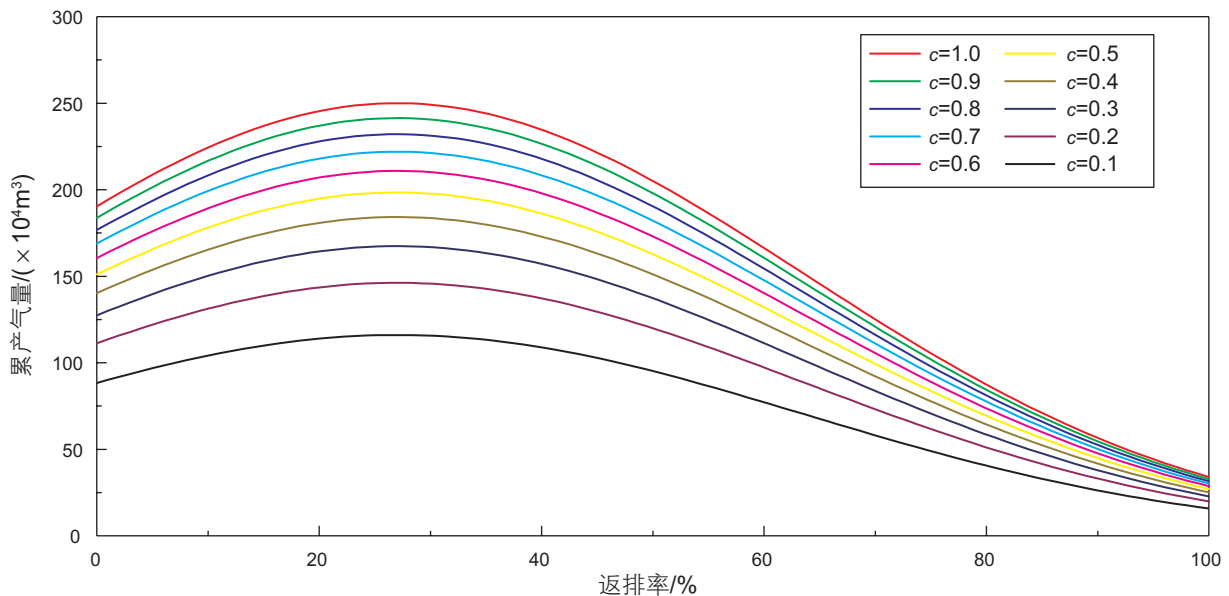


图8 基于综合指数的产能预测图版

Fig. 8 Productive capacity forecasting plate based on composite index

表7 返排率图版预测结果验证

Table 7 Verification of the flowback ratio chart prediction results

井名	泊松比	孔隙度/%	黏土含量/%	压裂水平段长/m	施工排量/(m ³ /min)	加砂强度/(t/100m)	预测返排率/%	实际返排率/%	误差/%	预测产能/(10 ⁴ m ³)	实际产能/(10 ⁴ m ³)	误差/%
WH2-1-1	0.20	5.6	10.5	1134	11.7	186	47.24	53.04	-10.9	584.2	543.30	7.5
WH2-1-5	0.20	5.6	20.8	1668	13.8	173	50.67	52.58	-3.6	1436.7	1623.61	-11.5
WH2-3-4	0.24	6.1	15.0	1163	9.2	136	26.39	24.92	5.9	2175.2	2364.72	8.0

5 结论

本文基于大量生产数据,借助前馈神经网络方法,对影响返排率的地质因素和工程因素进行权重计算,进而优选出影响返排率的主控因素。对数据进行无量纲化处理得到地质综合指数和工程指数,绘制返排率产能预测图版,对页岩压后返排率及产能的影响因素开展分析,得出以下结论:

1)神经网络算法可以作为预测返排率的一种定量方法,准确度高,速度快,具有现场应用价值。随着现场数据点的增多,模型趋于完善,预测结果精确度

提高。

2)通过前馈神经网络算法的权重分析,确定泊松比、孔隙度、黏土含量作为地质方面主控因素,确定压裂水平段长、施工排量、加砂强度作为工程方面主控因素。通过对主控因素影响返排率的分析 and 数据统计,建立返排率和产能预测图版,可以对现场的返排率和产能进行初步预测,简单快捷。

3)针对长宁威远页岩区块,应用图版进行返排率的预测,若返排率不在最优区间20%~40%,则需要优化设计页岩储层体积压裂工艺,同时建立适当的返排制度以控制返排率在最优区间内,进而提高最终单井产量。

参考文献

- [1] 范文敏,徐媛.国外压后返排的理论研究与推荐做法[J].钻采工艺,2000,23(5):42-44.[FAN W M, XU Y. Theoretical research and recommended procedures of postfrac flowback abroad[J]. Drilling and Production Technology, 2000, 23(5): 42-44.]
- [2] 李廷礼,李春兰.低渗油气藏压裂水平井产能电解模拟实验研究[J].中国海上油气,2005,17(6):389-393,397.[LI T L, LI C L. The electrolytic simulation experiment research of fractured horizontal well's productivity in low permeability reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2005, 17(6): 389-393, 397.]
- [3] 刘文士,廖仕孟,向启贵,翟圣佳,翁帮华.美国页岩气压裂返排液处理技术现状及启示[J].天然气工业,2013,33(12):158-162.[LIU W S, LIAO S M, XIANG Q G, et al. Status quo of fracturing flowback fluids treatment technologies of US shale gas wells and its enlightenment for China[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 158-162.]
- [4] 司志梅,李爱芬,郭海莹,等.致密油藏压裂液滤液返排率影响因素室内实验[J].油气地质与采收率,2017(1):122-126,共5页.[SI Z M, LI A F, GUO H X, et al. Factors affecting the return rate of fracturing fluid filtrate in tight reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017(1): 122-126.]
- [5] 杨发荣,左罗,胡志明,等.页岩储层渗吸特性的实验研究[J].科学技术与工程,2016,16(25):63-66.[YANG F R, ZUO L, HU Z M, et al. Experimental study on seepage characteristics of shale reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(25): 63-66.]
- [6] 肖波,李猛,殷文建,等.压裂返排影响因素分析[J].化工设计通讯,2018(10).[XIAO B, LI M, YIN W J, et al. Analysis of factors affecting fracturing backflow [J]. Chemical Engineering Design Communications, 2018(10).]
- [7] 张涛,李相方,杨立峰,等.关井时机对页岩气井返排率和产能的影响[J].天然气工业,2017,37(8).[ZHANG T, LI X F, YANG L F, et al. Effects of shut-in timing on flowback rate and productivity of shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8).]
- [8] 张涛,李相方,王永辉,等.页岩储层特殊性质对压裂液返排率和产能的影响[J].天然气地球科学,2017(6).[ZHANG T, LI X F, WANG Y H, et al. Influence of special properties of shale reservoirs on fracturing fluid return rate and productivity [J]. Natural Gas Geoscience, 2017(6).]
- [9] 肖寒.威远区块页岩气水平井基于灰色关联分析的产能评价方法[J].油气井测试,2018(4).[XIAO H. Production capacity evaluation method based on gray correlation analysis of shale gas horizontal well in Weiyuan block [J]. Well Testing, 2018(4).]
- [10] 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 W L, LI Z P, GAO C, et al. Pearson-MIC analysis method for main production factors of shale gas wells[J]. China Sciencepaper, 2018, 13(15): 1765–1771.]
- [11] 赵金洲, 符东宇, 李勇明, 等. 基于改进三线性流模型的多级压裂页岩气井产能影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(07): 1324–1331. [ZHAO J Z, FU D Y, LI Y M, et al. Analysis of factors affecting multi-stage fracturing shale gas well productivity based on improved trilinear flow model[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(07): 1324–1331.]
- [12] 于荣泽, 张晓伟, 卞亚南, 等. 页岩气藏流动机理与产能影响因素分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(09): 10–15+126. [YU R Z, ZHANG X W, BIAN Y N, et al. Analysis of flow mechanism and productivity factors of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(09): 10–15+126.]
- [13] 钱旭瑞, 刘广忠, 唐佳, 等. 页岩气井产能影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2012, 19(3): 81–83. [QIAN X R, LIU G Z, TANG J, et al. Analysis of factors affecting shale gas well productivity[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(3): 81–83.]
- [14] 周广照, 李显明, 黄斌, 等. 优化BP神经网络在川西上三叠统陆相页岩含气性预测中的应用[J]. 矿物岩石, 2017, 37(3): 90–96. [ZHOU G Z, LI X M, HUANG B, et al. Application of Optimized BP Neural Networks to Gas Content Prediction of Continental Shale in Upper Triassic of Western Sichuan Basin[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2017, 37(3): 90–96.]
- [15] 梅长林, 范金成. 数据分析方法[M]. 北京: 高等教育出版社, 2006: 113–115. [MEI C L, FAN J C. Data analysis method [M]. Beijing: Higher Education Press, 2006: 113–115.]
- [16] 高玮, 李继祥. 神经网络在岩石力学中的应用[J]. 武汉轻工大学学报, 2004, 23(2): 63–67. [GAO W, LI J X. Study on applications of Artificial Neural Network in rock mechanics[J]. Journal of Wuhan Polytechnic University, 2004, 23(2): 63–67.]
- [17] WHITE B W. Principles of Neurodynamics: Perceptrons and the Theory of Brain Mechanisms, by Frank Rosenblatt[M]. Spartan Books, 1962.
- [18] BRETTLANTZ. 机器学习与R语言[M]. 机械工业出版社, 2015. [BRETTLANTZ. Machine learning and R Language[M]. Machinery Industry Press, 2015.]
- [19] 孙红敏, 吴静婷, 李晓明. 基于改进BP神经网络的价格预测模型研究[J]. 东北农业大学学报, 2013, 44(8): 133–137. [SUN H M, WU J T, LI X M. Study on price prediction model based on improved BP neural network[J]. Journal of Northeast Agricultural University, 2013, 44(8): 133–137.]
- [20] 刘乃震, 柳明, 张士诚. 页岩气井压后返排规律[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 50–54. [LIU N Z, LIU M, ZHANG S C. Flowback patterns of fractured shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 50–54.]
- [21] 陈燕萍, 黄文辉, 陆小霞, 等. 沁水盆地海陆交互相页岩气成藏条件分析[J]. 资源与产业, 2013, 15(3): 68–72. [CHEN Y P, HUANG W H, LU X X, et al. Shale gas reservoir-forming conditions in Qinshui Basin's Marine-continental Facies[J]. Resources & Industries, 2013, 15(3): 68–72.]
- [22] 胡博文, 李斌, 鲁东升, 等. 页岩气储层特征及含气性主控因素——以湘西北保靖地区龙马溪组为例[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(3): 83–91. [HU B W, LI B, LU D S, et al. Characteristics and main controlling factors of shale gas reservoirs: a case from Longmaxi Formation in Baojing area, NW Hunan province [J]. Lithologic reservoirs, 2017, 29(3): 83–91.]
- [23] BOYER C, KIESCHNICK J, LEWIS R. Producing gas from its source[J]. Oilfield Review, 2006, 18: 36–49.
- [24] 孟文博. 水力压裂储层应力场分布研究[D]. 吉林大学, 2017. [MENG W B. Study on stress field distribution of hydraulic fracturing reservoir[D]. Jilin University, 2017.]
- [25] 温庆志, 高金剑, 李杨, 等. 页岩储层SRV影响因素分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014(6): 58–64. [WEN Q Z, GAO J J, LI Y, et al. Analysis of factors affecting shale reservoir SRV[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science), 2014(6): 58–64.]
- [26] 张磊, 康钦军, 姚军, 等. 页岩压裂中压裂液返排率低的孔隙尺度模拟与解释[J]. 科学通报, 2014(32): 3197–3203. [ZHANG L, KANG Q J, YAO J, et al. Pore-scale simulation and interpretation of low fracturing fluid flowback rates in shale fracturing [J]. Chinese Science Bulletin, 2014(32): 3197–3203.]
- [27] 丁乙, 张安东. 川南龙马溪页岩地层井壁失稳实验研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(15): 25–28. [DING Y, ZHANG A D. Experiment Research of Borehole Instability of Shale in Longmaxi Formation of South Sichuan [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(15): 25–28.]
- [28] 刘向君, 熊健, 梁利喜. 龙马溪组硬脆性页岩水化实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(3): 178–186. [LIU X J, XIONG J, LIANG L X. Hydration experiment of hard brittle shale of the Longmaxi Formation [J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2016, 38(3): 178–186.]
- [29] BIMAL P, SHARMA M. Cleanup of water blocks in depleted low-permeability reservoirs[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2004.
- [30] 郝孝荣. 页岩气层测井响应特征及其含气量评价[J]. 科技资讯, 2012(28): 84–85. [HAO X R. Shale gas logging response characteristics and gas-content evaluation [J]. Science & Technology Information, 2012(28): 84–85.]
- [31] 蒙冕模, 葛洪魁, 纪文明, 等. 基于核磁共振技术研究页岩自发渗吸过程[J]. 特种油气藏, 2015, 22(5): 137–140. [MENG M M, GE

- H K, JI W M, et al. Based on nuclear magnetic resonance technology research shale spontaneous absorption process [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 137-140.]
- [32] 魏漪, 宋新民, 冉启全, 等. 致密油藏压裂水平井非稳态产能预测模型[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 67-72. [WEI YI, SONG X M, RAN Q Q, et al. An unstable productivity prediction model for fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 67-72.]
- [33] 闫永萍, 李新弟, 李转红, 等. 水力压裂技术在三叠系浅油藏的应用[J]. 西部探矿工程, 2012, 24(11): 45-48. [YAN Y P, LI X D, LI Z H, et al. Application of hydraulic fracturing technology in Triassic shallow reservoirs [J]. West-china Exploration Engineering, 2012, 24(11): 45-48.]
- [34] 苟波, 郭建春, 李勇明, 等. 基于FracproPT软件的缝高延伸因素模拟分析[J]. 天然气勘探与开发, 2010, 33(1): 54-57. [GOU B, GUO J C, LI Y M, et al. Simulation analysis of fracture-height extension factor based on PT Software [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2010, 33(1): 54-57.]
- [35] 甘振维. 高压气井重复压裂工艺技术[J]. 钻采工艺, 2012, 35(4): 66. [GAN Z X. High pressure gas well repeated fracturing technology[J]. Drilling and Production Technology | Drill Prod Technol, 2012, 35(4): 66.]
- [36] 申贝贝, 何青, 陈付虎, 等. 东胜气田压裂施工排量优化研究[J]. 油气藏评价与开发, 2014(2): 50-54. [SHEN B B, HE Q, CHEN F H, et al. Research on construction displacement optimization by fracturing in Dongsheng gas field [J]. Oil and gas reservoir evaluation and development, 2014(2): 50-54.]
- [37] 韩慧芬, 王良. 页岩气井返排规律及控制参数优化[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 253-260. [HAN H F, WANG L. Backflow regulation and control parameter optimization of shale gas wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(2): 253-260.]

(编辑 马桂霞)

附录一

表1 WH区块页岩气井生产情况统计表

井名/影响因素	投产时间	初期生产情况			目前生产情况(2016.1.15)				累计排液 /(10 ⁴ m ³)
		套压 /MPa	油压 /MPa	日产气 /(10 ⁴ m ³)	套压 /MPa	油压 /MPa	日产气 /(10 ⁴ m ³)	日排液 /(m ³ /d)	
WH2-1-1	2015/8/9	9.37		0.35	0		0	0	1.71
WH2-1-2	2015/8/7	9.69		0.49	0		0	0	1.76
WH2-1-3	2015/7/24	11.8		4.47	3.71		5.21	27.7	1.09
WH2-1-4	2015/6/30	12.65		0.32	3.16		1.2	13.1	2.06
WH2-1-5	2015/6/24	22.47		0.27	3.4		3.83	45.8	2.56
WH2-1-6	2015/12/2	20.67		2.07	12.39		21.34	59.3	0.84
WH2-2-1	2015/6/19	22.61		1.51	11.74		0	0	0.85
WH2-2-2	2015/7/5	22.32		0.64	11.75		2.13	3.4	1.47
WH2-2-3	2015/6/19	27.63		1.22	13.9		0	0	1.01
WH2-2-4	2015/5/5	15.35		1.67	11.79		6.11	3.2	1.97
WH2-2-5	2015/5/4	14.25		2.09	11.8		2.77	3.4	1.84
WH2-2-6	2015/6/5	28.05		1.16	21.53		0	0	1.05
WH4-3-1	2015/9/13	44.95		0.33	6.38		12.86	26.38	2.64
WH4-3-2	2015/9/13	41.88		1.03	5.77		3.85	4.41	1.11
WH4-3-3	2015/9/8	44.95		0.40	6.22		12.72	6.28	2.12
WH4-3-4	2015/8/15	41.88		0.57	4.13		3.93	15.7	2.39
WH4-3-5	2015/8/15	43.92		0.49	5.23		3.63	15.02	1.93
WH4-3-6	2015/8/15	45.74		1.20	5.18		4.13	14.38	1.66
WH4-1-2	2015/1/9	36.1	36.1	8.61	7.62	3.93	2.85	5	1.56
WH4-1-3	2014/12/5	43.64		0.88	7.72	3.94	1.65	3	1.65

表 2 WH 区块部分井地质数据

井名/影响因素	返排率 /%	第一个月累 产气量/(10 ⁴ m ³)	有机碳含 量/%	脆性指数 /%	孔隙度 /%	地层压力 /MPa	层厚 /m	总含气量 /(m ³ /t)	泊松比	黏土含量 /%
WH2-1-1	53.04	161.1	4.5	55.4	5.6	1.4	1588.3	5.5	0.2	10.5
WH2-1-2	43.78	226.7	2.5	61.5	6.1	1.4	1645	3.7	0.18	12.4
WH2-1-3	26.35	428.4	3.2	52.8	5.7	1.4	1719	4.1	0.25	19.9
WH2-1-4	39.75	392.1	4.1	54.5	6.5	1.4	1918	5.2	0.2	15.7
WH2-1-5	52.58	344.6	3.7	54.2	5.6	1.4	2011.5	4.6	0.2	20.8
WH2-1-6	20.19	231.7	3.9	55.9	5.5	1.4	1780	3.9	0.2	20.6
WH2-2-1	37.22	288.91	4.34	52.5	6.26	1.6	1679	4.15	0.19	n
WH2-2-2	49.41	283.3	3.75	52.3	5.64	1.6	1612	3.71	0.21	n
WH2-2-3	33.81	464.8	4.76	40.3	6.13	1.6	1788	5.69	0.22	n
WH2-2-4	53.67	194.7	3.91	50.3	5.81	1.6	1642	3.8	0.25	n
WH2-2-5	49.97	496.9	4.63	56.18	6.45	1.6	1699	4.55	0.23	n
WH2-2-6	30.16	335.7	4.47	65.82	5.68	1.6	1627	3.49	0.19	n
WH4-3-1	33.49	214.71	3.6	50.3	4.8	1.4	1698.3	3.1	0.25	10.9
WH4-3-2	47.78	273.69	4.6	48.4	5.5	1.4	1696	5.9	0.23	11.3
WH4-3-3	55.67	385.13	3.3	49.5	6.2	1.4	1590	4.8	0.23	12.2
WH4-3-4	24.92	314.81	4.2	48.4	6.1	1.4	1656	5.6	0.24	15
WH4-3-5	40.2	348	4.2	48.4	5.8	1.4	1662	3.9	0.24	12.9
WH4-3-6	53.83	328.7	3.4	48.3	6.4	1.4	1624	5.6	0.21	10.9
WH4-1-2	42.98	462.3	4	50.3	n	1.96	1746	1.26	0.21	13.23
WH4-1-3	44.28	397.6	3.4	50	6.4	1.96	1610	4.6	0.2	n

表 3 WH 区块部分井施工数据

井名/影响因素	加砂强度 /(t/100m)	支撑剂量 /t	水平段长 /m	压裂水平段长 /m	施工排量 /(m ³ /min)	主压裂用量 /m ³
WH2-1-1	186	1489	1500	1134	15	31333
WH2-1-2	178	1795	1500	1409	18	37531
WH2-1-3	152	1945	1500	1412	19	39991
WH2-1-4	142	2378	1800	1703	25	51608
WH2-1-5	173	2223	1800	1668	23	48396
WH2-1-6	168	1409	1800	1572	21	37780
WH2-2-1	141	1264	1240	919	12	22874
WH2-2-2	134	1717	1480	1441	16	29631
WH2-2-3	161	1632	1300	1232	16	29881
WH2-2-4	128	2140	1600	1565	19	35862
WH2-2-5	87	2174	1600	1600	20	36290
WH2-2-6	149	1766	1500	1450	19	33885
WH4-3-1	155	1843	1500	1308	14	27548
WH4-3-2	172	1568	1500	1589	17	31632
WH4-3-3	128	1875	1488	1456	14	37947
WH4-3-4	136	1083	1500	1163	15	30098
WH4-3-5	143	1064	1500	1340	12	25572
WH4-3-6	129	1454	1500	1457	10	25154
WH4-1-2	123	1598	1500	1440	17	35321
WH4-1-3	102	1727	1500	1450	17	36748