

基于光纤监测的段内多簇压裂效果主控因素研究

王博¹, 李丽哲², 董小卫³, 刘帅³, 周福建^{2*}

1 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 克拉玛依 834000

2 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

3 新疆油田工程技术研究院, 克拉玛依 834000

* 通信作者, zhoufj@cup.edu.cn

收稿日期: 2022-10-31

国家自然科学基金(52374057、52104011)联合资助

摘要 水平井分段多簇压裂是非常规油气效益开发的必备技术之一, 明确段内多簇裂缝起裂规律与流体分流主控因素对优化分段分簇方案至关重要。本文针对一口典型分段多簇压裂水平井, 首先获取各射孔簇处测井原始数据和测井解释数据, 接着基于分布式光纤监测技术, 反演段内段内各裂缝起裂顺序、进液比例和产液比例等数据, 将测井数据与光纤监测数据进行对比分析, 确定影响段内多簇压裂效果的主控因素。结果表明: 低水平最小主应力、高脆性指数的射孔簇优先开启; 影响前置液比例的测试数据中最关键 4 个因素分别是: 气测数据>中子数据>伽玛数据>声波数据; 影响携砂液比例的测试数据中最关键 4 个因素分别是: 气测数据>中子数据>伽玛数据>声波数据; 影响产液比例的关键因素是总液分配比和 $\varphi \times S_o$ 。本文研究成果对制定水平井分段分簇压裂方案具有一定的指导意义。

关键词 段内多簇; 光纤监测; 灰色关联; 均匀压裂; 产液剖面

Investigation into the controlling factors of the in-stage multi-cluster fracturing effects based on optical fiber monitoring

WANG Bo¹, LI Lizhe², DONG Xiaowei³, LIU Shuai³, ZHOU Fujian²

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000, China

2 Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China

Abstract Horizontal well multi-stage fracturing is one of the necessary technologies for unconventional oil and gas development. Clarifying multi-cluster fracture propagation and the main control factors of the fluid shunt are crucial to optimizing the stages and cluster design. In this paper, firstly, the original logging data and logging interpretation data at each perforation cluster are obtained. Then, based on distributed optical fiber monitoring technology, the data of the fracturing sequence, liquid inlet ratio, and liquid production ratio of each fracture in the stage are calculated. The well logs and optical fiber monitoring data are compared and analyzed to determine the main controlling factors affecting the multi-cluster fracturing effect in the stage. The results show that the perforated clusters with low minimum principal stress and high brittleness index are opened first. The four most critical factors affecting the proportion of pre-liquid and the sand liquid are: QL> Neutron> Gamma Ray> Acoustic; The

引用格式: 王博, 李丽哲, 董小卫, 刘帅, 周福建. 基于钻录测数据驱动的储层可压性无监督聚类模型及其压裂布缝优化. 石油科学通报, 2023, 06: 775-786

WANG Bo, LI Lizhe, DONG Xiaowei, LIU Shuai, ZHOU Fujian. Investigation into the controlling factors of the in-stage multi-cluster fracturing effects based on optical fiber monitoring. Petroleum Science Bulletin, 2023, 05: 775-786. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.06.071

key factors affecting the proportion of liquid produced are the total liquid dispensing ratio and the $\phi \times S_o$. The research results of this paper have significance for guiding formulation of a fracturing scheme for horizontal wells.

Keywords in-stage multi-cluster; optical fiber monitoring; grey relation analysis; uniform fracturing; production profile

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.06.071

0 引言

非常规油气藏通常具有低孔、低渗、储量丰度低、自然能源产量低等特点。水平井多级压裂降成本、密切割、提高压裂增产效果,是开发非常规油气藏不可缺少的技术。

由于储层物性和地质参数的非均质性,段内多裂缝进液不均匀、裂缝扩展不均衡,降低了水平井多级压裂的增产效果。裂缝扩展不均匀受到地层非均质,裂缝间的强应力作用以及不均匀的流体分布等影响。郭天魁^[1]等人设计真三轴水力压裂物模试验明确地应力差、排量以及压裂级数对页岩水平井分段压裂裂缝扩展的影响规律。同时,多位学者^[2-3]基于位移—不连续方法(DDM)开展裂缝扩展数值模拟,探究射孔直径和数目、不同布缝模式等对多裂缝扩展形态的影响。

限流压裂^[4-5]、暂堵压裂^[6-8]是缓解改造不均衡的常用手段。使用限流压裂技术限制单个裂缝流量,实现均匀的多裂缝扩展。Roberts等人^[9]引入鹰眼手段监测限流压裂技术对裂缝均匀扩展的影响,现场压裂结果表明含支撑剂的压裂液容易造成强烈的射孔冲蚀,优势簇孔眼冲蚀后流通能力更强,加重段内改造不均衡程度。段内暂堵压裂通过泵注可降解暂堵剂封堵优势进液孔眼或缝口,提升井筒净压力,迫使后续压裂液进入欠改造/未改造射孔簇,从而提高段内均衡改造程度^[10-11]。然而,段内暂堵过程复杂,暂堵效果受暂堵剂类型、泵注参数、孔眼参数和地层参数影响显著,暂堵效果差异大,工艺方案不完善^[12]。Li等^[8]通过真三轴压裂实验定量研究裂缝间距、射孔簇数目、压裂液粘度、地应力等关键参数对暂堵的影响。优化分段分簇方案,有助于从根本上解决段内改造不均衡的难题,其核心在于明确影响段内裂缝起裂、进液、扩展和产液的主控因素,提高分段分簇方案的准确性。

本文基于管外光纤监测技术,获取段内多裂缝起裂顺序、进液比例和产液比例等数据,与测井数据和测井解释数据进行对比分析,确定影响段内多簇压裂效果的主控因素,指导分段分簇方案设计,提高段内多簇压裂均衡改造效果。

1 管外光纤监测方案与数据获取

1.1 井概况与监测方法

本文选取新疆油田石炭系火山岩油藏中某水平井A井,该井开展套管外敷光纤监测压裂试验,该井完钻井深为1463.0 m,水平段长670.0 m,分6段压裂,每段段内有3~6个压裂簇,射孔簇间距为23.86~40.24 m,平均为27.5 m。储层孔隙度是13.4%~18.7%,平均是16.8%,渗透率是6.23~187.4 mD,平均是38.46 mD,沿井身非均质性强,各向异性强,采用大排量压裂施工。施工结果表明各簇起裂、进液量和进砂量差别大,分析段内多簇裂缝间非同步起裂与非均匀进液原因,有利于优选压裂方案,提高储层精准改造程度。

A井监测光纤安装于套管外,可以对压裂全过程以及生产阶段进行实时监测。孔眼采用破裂盘装置,与光纤固定板方向相对,破裂盘在光纤对面均匀分布,可以有效避免压裂混砂液损害光纤设备。压裂过程中,破裂盘最初是关闭的,在套管内部压力达到一定值,破裂盘打开,充当孔眼通道,避免传统射孔工艺破坏光纤电缆。压裂起始前,需要进行光纤校深以及原始地层数据录入。光纤校深验证指下入设计深度后,获取设计下入深度与实际下入深度的偏差值,以此修正光纤位置,从而准确反演各压裂段各压裂簇的进液情况。光纤校深采用井口敲击和热风枪加热的方法,通过计算声音和温度的传播速度,计算光纤实际安装位置。光缆校深定位与入井深度数据偏差为0.8 m。原始地层数据录入是指录入井下的原始温度和原始噪音,通过原始监测,判断是否存在异常温度区间和噪音区间,避免影响后续对比判断。图1(a)展示了DTS地层温度数据,水平段原始温度约为28.5 °C~29 °C,与地质预测温度偏差为1.5 °C。图1(b)展示了DAS原始背景噪声数据,井下无特殊高频噪音区域,可直接用于与后续施工过程数据的对比分析。光纤监测实现从温度/声波数据反演得到进液/产液比例需要分3步:第一步,对光纤监测数据进行预处理;第二步,建立温度/声波正演模型;第三步,建立温度/声波反演算法。

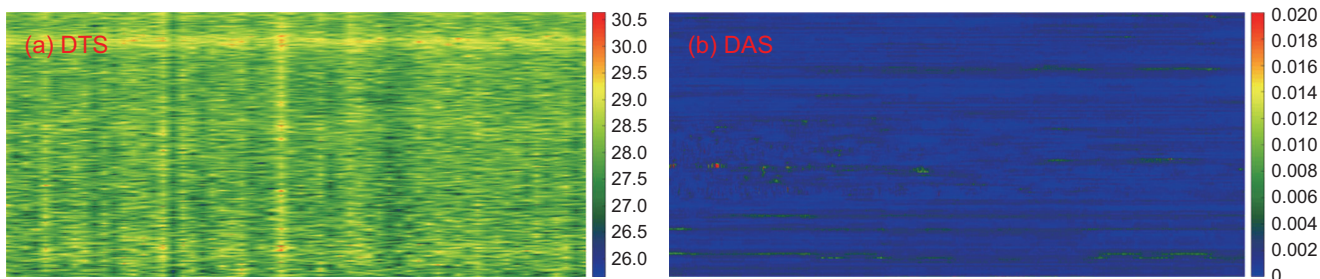


图1 原始地层DTS/DAS数据录入

Fig. 1 Raw data of DTS/DAS

表1 测井原始数据表

Table 1 Raw data of well logs

级数	簇序号	压裂端口/m	CALI	GR	RI	RT	AC	DEN	CNL	QL
			井径	自然伽马	侵入带电阻率	原状地层电阻率	声波速度	密度	补偿中子	气测值
6	6-4	803.7	9.54	75.78	82.64	97.66	67.94	2.49	17.35	2.11
	6-3	830.8	10.01	75.92	82.62	83.49	69.62	2.49	20.42	9.32
	6-2	866	8.86	65.55	136.3	136.2	63.27	2.57	16.94	1.89
	6-1	893	8.79	62.65	134.1	136.8	62.98	2.58	17.66	1.23
5	5-6	917.2	9.17	69.03	31.18	35.41	84.28	2.43	28.89	2.15
	5-5	941.3	8.67	64.98	347.5	340.6	58.65	2.58	14.15	0.57
	5-4	965.5	8.71	86.57	413.1	385.8	58.08	2.57	12.43	0.41
	5-3	989.5	8.71	32.42	345.5	364.5	57.56	2.64	14.88	0.68
	5-2	1013	8.83	33.92	227.1	191.8	58.94	2.58	14.64	0.46
	5-1	1048	9.53	73.17	42.89	60.79	72.09	2.49	25.95	1.82
4	4-5	1073	8.8	34.77	370.6	380.5	59.14	2.68	18.76	1.17
	4-4	1097	9.03	56.72	54.29	56.25	68.86	2.49	21.9	1.26
	4-3	1121	8.87	59.42	77.26	81.97	70.91	2.53	21.59	0.96
	4-2	1145	8.75	65.78	223.8	234.5	59.99	2.59	17.44	1.48
	4-1	1169	8.75	65.13	111.7	128.5	64.32	2.56	19.28	1.5
3	3-4	1209	8.59	29.22	405.4	441.2	56.43	2.6	12.59	0.63
	3-3	1233	8.72	48.31	133.7	131.6	60.58	2.61	19.96	0.93
	3-2	1258	8.62	51.04	140.4	145.1	55.29	2.56	11.29	1.34
	3-1	1282	8.64	70.02	56.34	58.86	68.91	2.5	21.1	3.24

1.2 数据获取

为了明确非同步起裂原因及前置液、携砂液和产液簇间分配主控因素，针对测录井原始数据(表1)和综合测井解释成果数据(表2)，提取5段22簇各自对应的基础数据，同时提取光纤监测获取的各簇裂缝起裂顺序、前置液分配比例、携砂液分配比例和产液分配比例数据(表3)，绘制如图2所示的数据图。考

虑到压裂第2级时桥塞失封，压裂液进入第1级，因此舍去第2级相应数据。

2 监测结果分析

本文针对获取的数据，采用灰色关联法探究测井原始数据和测井解释数据与光纤监测数据的相关性，并利用二因素相关图直观展示单一因素与各压裂段裂

表2 测井解释数据表

Table 2 Interpretation data of well logs

级数	簇序号	压裂端口/m	E	φ	S_o	$\varphi \times S_o$	ν	BI	S_h
			杨氏模量	孔隙度	含油饱和度	孔隙度 × 含油饱和度	泊松比	脆性指数	最小水平主应力
6	6-4	803.7	24.42	5.889	66.026	0.04	0.23	39.15	12.1
	6-3	830.8	23.39	7.051	65.776	0.05	0.22	39.49	12.05
	6-2	866	27.19	8.812	72.094	0.06	0.25	37.21	12.68
	6-1	893	27.47	9.533	87.896	0.08	0.25	37.03	12.74
5	5-6	917.2	17.34	11.46	65.255	0.07	0.19	43.09	11.29
	5-5	941.3	30.3	6.475	79.626	0.05	0.26	36.07	12.9
	5-4	965.5	30.62	5.902	81.719	0.05	0.26	36.02	12.88
	5-3	989.5	31.45	6.441	80.296	0.05	0.27	35.15	13.29
	5-2	1013	30.1	5.496	76.436	0.04	0.26	36.11	12.87
	5-1	1048	22.19	18.558	71.729	0.13	0.22	40.02	11.86
4	4-5	1073	30.58	6.053	75.44	0.05	0.26	35.13	13.37
	4-4	1097	23.66	5.857	75.436	0.04	0.23	39.39	11.92
	4-3	1121	22.88	8.306	60.473	0.05	0.22	39.41	12.04
	4-2	1145	29.43	9.097	53.339	0.05	0.26	36.21	12.82
	4-1	1169	26.53	6.323	79.471	0.05	0.24	37.55	12.44
3	3-4	1209	32.05	10.342	59.64	0.06	0.27	35.34	12.99
	3-3	1233	29.21	7.207	66.956	0.05	0.26	36.21	12.83
	3-2	1258	32.71	6.735	53.751	0.04	0.27	35.46	12.83
	3-1	1282	23.74	7.555	83.104	0.06	0.23	39.21	11.92

表3 光纤反演各簇进液比例数据表

Table 3 Fiber optic inversion data of each cluster

级数	簇序号	压裂端口/m	前置液比例	携砂液比例	总液分配比例	产液剖面比例
6	6-4	803.7	32	40	42.2	12.3
	6-3	830.8	43	56	55.7	16.9
	6-2	866	20	2	1	0
	6-1	893	5	2	1	0
5	5-6	917.2	41	65	78.2	21.8
	5-5	941.3	3	3	1	0
	5-4	965.5	2	9	1	0
	5-3	989.5	3	4	1.2	0
	5-2	1013	10	2	2.8	0
	5-1	1048	41	17	15.8	4.2
4	4-5	1073	2	13	3.6	0
	4-4	1097	42	80	78.4	0
	4-3	1121	36	5	11.3	0
	4-2	1145	16	1	1	0
	4-1	1169	4	1	1	0
3	3-4	1209	11	3	1	0
	3-3	1233	44	27	19.5	0
	3-2	1258	35	72	72.2	20.3
	3-1	1282	10	8	4.7	11.2

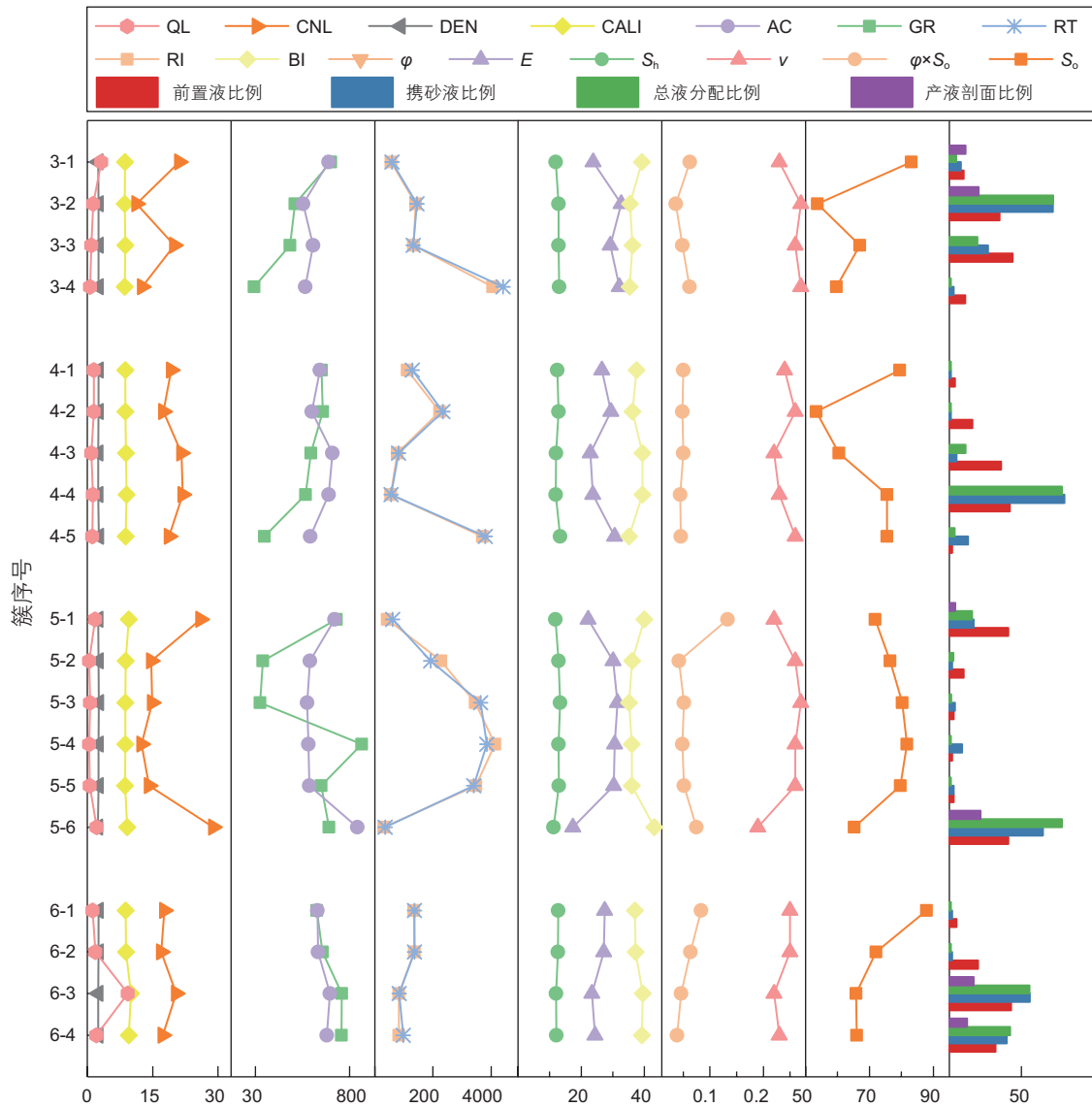


图2 测井数据与光纤反演结果数据对比
 Fig. 2 Comparison of log data and FO inversion results

缝起裂顺序、前置液分配比例、携砂液分配比例和产液比例关系，以此明确段内多簇压裂效果主控因素。

2.1 段内各簇裂缝起裂顺序主控因素分析

图3中，以此处例子介绍段簇编号：6-1表示第6段第1个射孔簇，6-4表示第6段第4个射孔簇，第1个射孔簇靠近趾端，第4个射孔簇靠近跟端。如图3和图4所示(图中数字代表段内各簇的起裂顺序)，第6段中水平最小主应力越小，脆性指数越高，起裂越早，符合率100%，第5段符合率为67%，第4段符合率60%，第3段符合率为75%。在全部统计结果的4个压裂段中，19簇共有14簇符合该规律(14/19)，总体符合率为74%。进一步分析其他测井数据与段内

各簇裂缝起裂顺序的相关性，发现吻合度较小，如各簇孔隙度与起裂顺序无明显规律性。因此，最小水平主应力与脆性指数是导致各簇非同步起裂的主控因素。

2.2 前置分配比例主控因素分析

(1)灰色关联法分析

以测井原始数据和解释数据为比较数列，以每簇前置液进液比例为参考数列，基于灰色关联法计算了比较数列与参考数列之间的关联度(图5)。横坐标表示影响前置液分配比例的原始测井数据和解释结果数据，前者包括井径(CALI)、伽玛值(GR)、侵入带电阻率(RI)、原状地层电阻率(RT)、声波速度(AC)、密度(DEN)、补偿中子(CNL)、气测值(QL)；后者包括杨

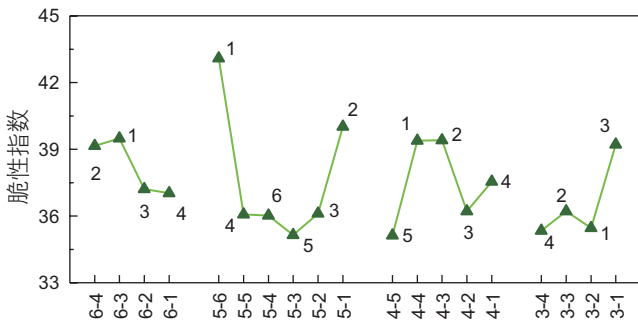


图3 各簇最小水平主应力与起裂顺序关系分布图

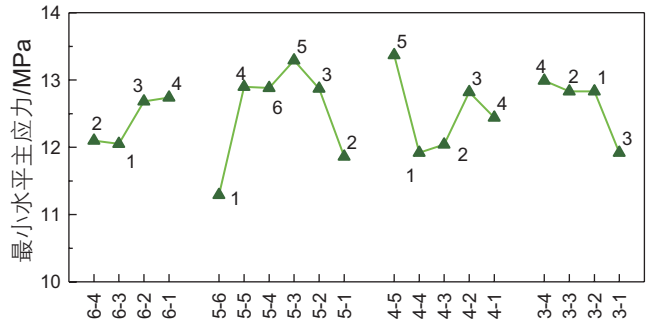
Fig. 3 Distribution of the S_h and the fracture initiation sequence of clusters

图4 各簇脆性指数与起裂顺序关系分布图

Fig. 4 Distribution of the BI and the fracture initiation sequence of clusters

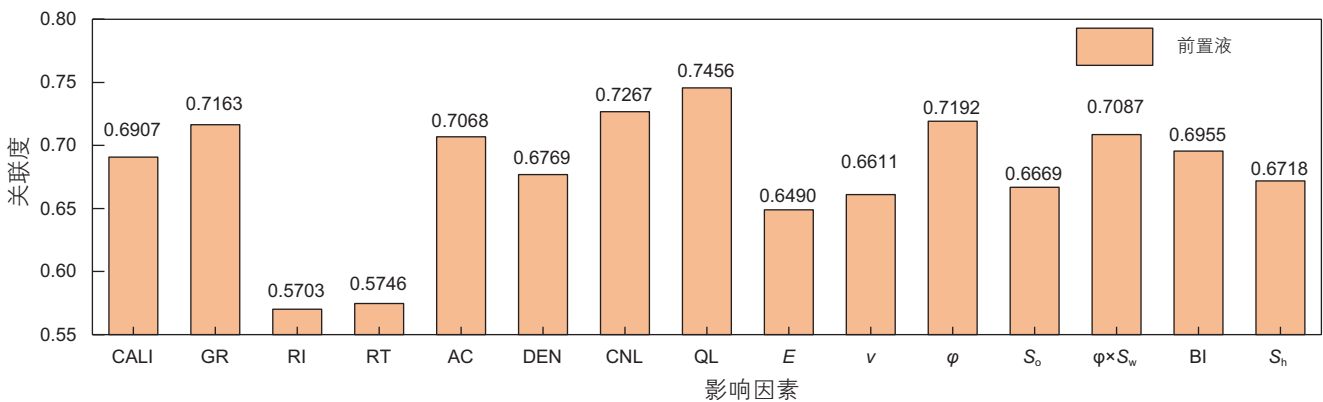


图5 前置液分配比例与各因素间关联度分布图

Fig. 5 Correlation between the pre-fluid proportion and influence factors

氏模量(E)、泊松比(ν)、孔隙度(φ)、含油饱和度(S_o)、孔隙度与含油饱和度之积($\varphi \times S_o$)、脆性指数(BI)和最小水平主应力(S_h)。纵坐标表示各因素与前置液分配比例的关联度。关联度越大,说明该因素对前置液分配比例的影响程度越强。可以看出,在测井原始数据中,影响前置液分配比例最关键的4个因素依次是 $QL > CNL > GR > AC$;在测井解释数据中,影响前置液分配比例最关键的4个因素依次是 $\varphi > \varphi \times S_o > BI > S_h$ 。

(2) 与测井原始数据相关性

针对测井原始数据中影响前置液分配比例的4个关键因素($QL > CNL > GR > AC$),分别绘制影响因素数值与前置液比例分布图(图6)。如图6(a)所示,第6段和第5段中, QL 与前置液分配比例有明显的正相关关系;第4段和第3段中,气测值(QL)与前置液分配比例没有明显的相关性;如图6(b)所示,4段的补偿中子值(CNL)与前置液分配比例整体呈正相关,其中6-1、4-2、3-1、3-2出现异常。如图6(c)所示,伽玛值(GR)与前置液分配比例正相关性较弱,异常簇较多。如图6(d)所示,声波速度(AC)与前置液分配比例

整体呈正相关,其中6-1、4-2、3-2发生异常。

(3) 与测井解释数据相关性

针对测井解释数据中影响前置液分配比例的4个关键因素($\varphi > \varphi \times S_o > BI > S_h$),分别绘制影响因素数值与前置液比例之间关系分布图(图7)。如图7(a)所示,第5段、第4段中,孔隙度与前置液分配比例有明显的正相关关系;如图7(b)所示,第5段中,孔隙度和饱和度乘积与前置液分配比例有明显的正相关性;如图7(c)所示,第6段、第5段和第4段中,脆性指数与前置液分配比例有明显的正相关性;如图7(d)所示,第6段、第5段和第4段中,水平最小主应力与前置液分配比例有明显的负相关性。

2.3 携砂液分配比例主控因素分析

(1) 灰色关联法分析

以测井原始数据和解释数据为比较数列,以每簇携砂液进液比例为参考数列,基于灰色关联法计算了比较数列与参考数列之间的关联度(见图8)。横坐标表示影响携砂液分配比例的原始测井数据和测井解

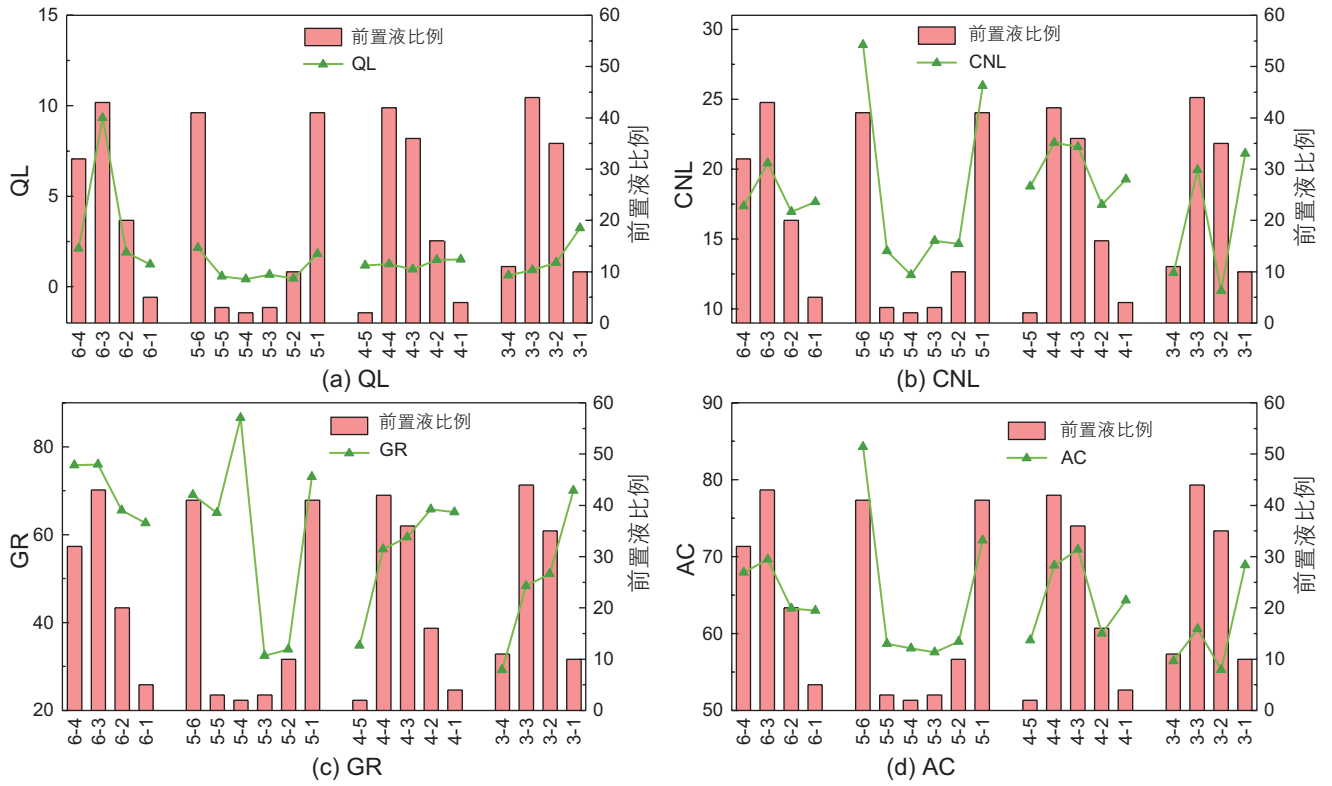


图 6 测井原始数据与前置液分配比例分布图
Fig. 6 Correlation between raw logs and pre-fluid proportion

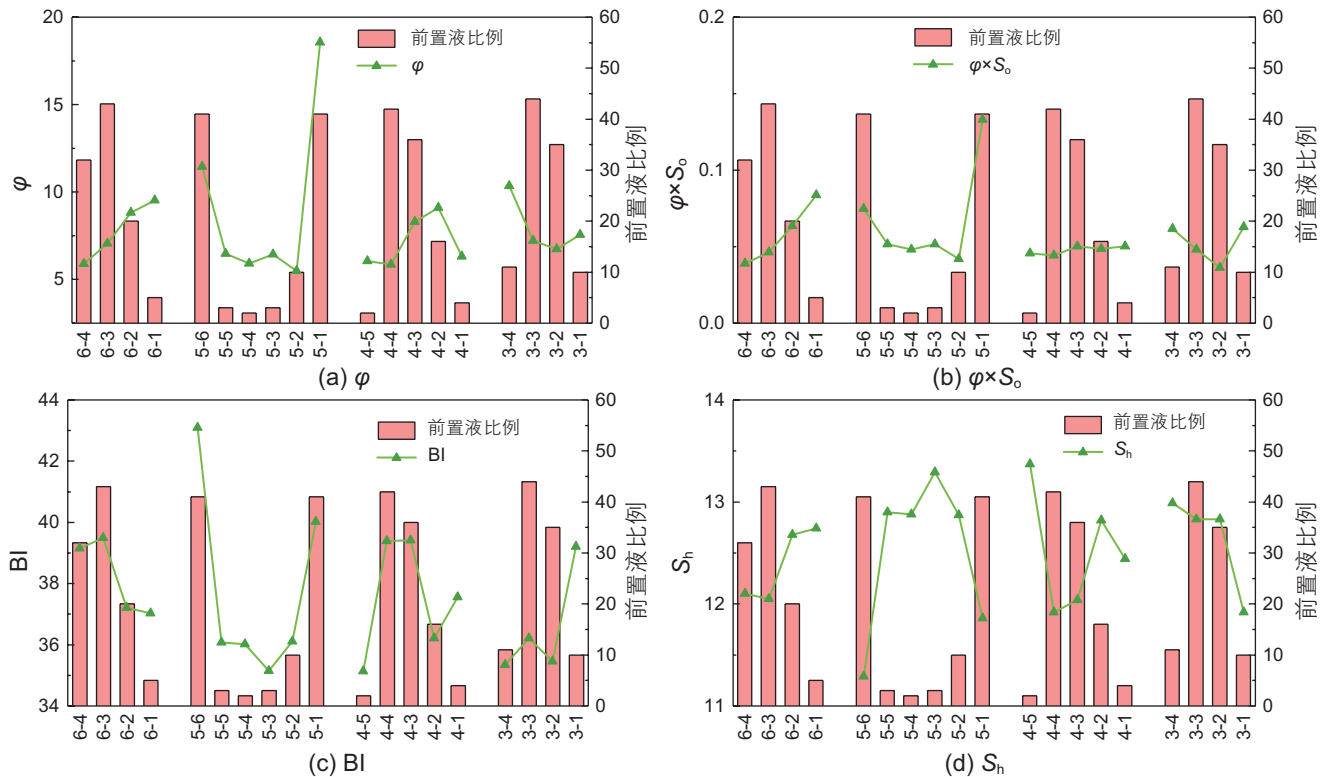


图 7 测井解释数据与前置液分配比例分布图
Fig. 7 Correlation between interpretation logs and pre-fluid proportion

释数据, 纵坐标表示各因素与携砂液分配比例之间的关联度。关联度越大, 说明该因素对携砂液分配比例的影响程度越强。可以看出, 在测井原始数据中, 影响携砂液分配比例最关键的4个因素依次是 $QL > CNL > GR > AC$; 在测井解释数据中, 影响携砂液分配比例最关键的4个因素依次是 $BI > \varphi > S_{h1} > S_o$ 。

(2) 与测井原始数据相关性分析

针对测井原始数据中影响携砂液分配比例的4个关键因素($QL > CNL > GR > AC$), 分别绘制影响因素数

值与携砂液比例分布图(图9)。如图9(a)所示, 第6段和第5段中, 气测值(QL)与携砂液分配比例有明显的正相关关系; 如图9(b)所示, 第6段和第5段中, 补偿中子值(CNL)与携砂液分配比例有明显的正相关性; 如图9(c)所示, 第6段、第5段和第3段中, 伽玛值(GR)与携砂液分配比例有明显的正相关性; 如图9(d)所示, 第6段和第5段中, 声波时差值(AC)与携砂液分配比例有明显的正相关性。

(3) 与测井解释数据相关性分析

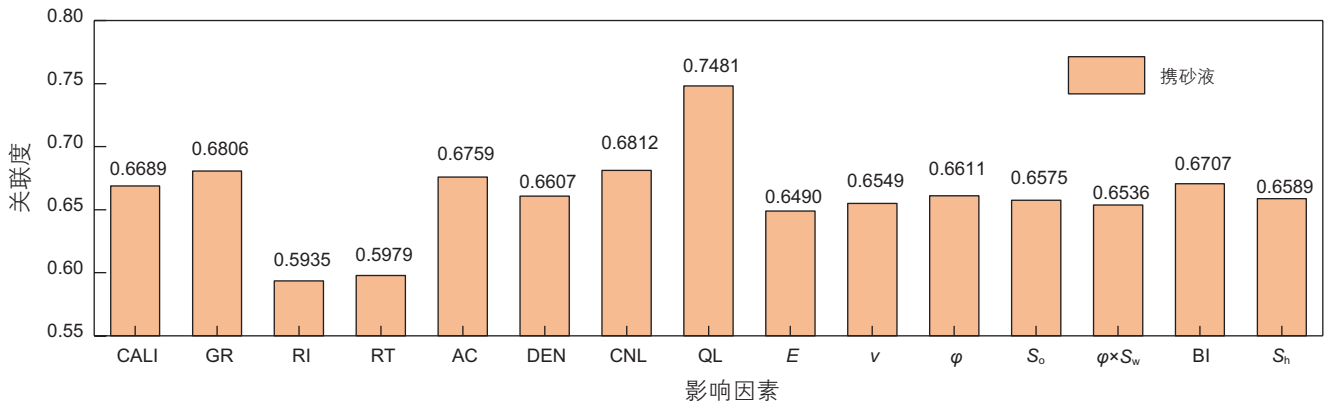


图8 携砂液分配比例与各因素间关联度分布图

Fig. 8 Correlation between the sand-laden fluid proportion and influence factors

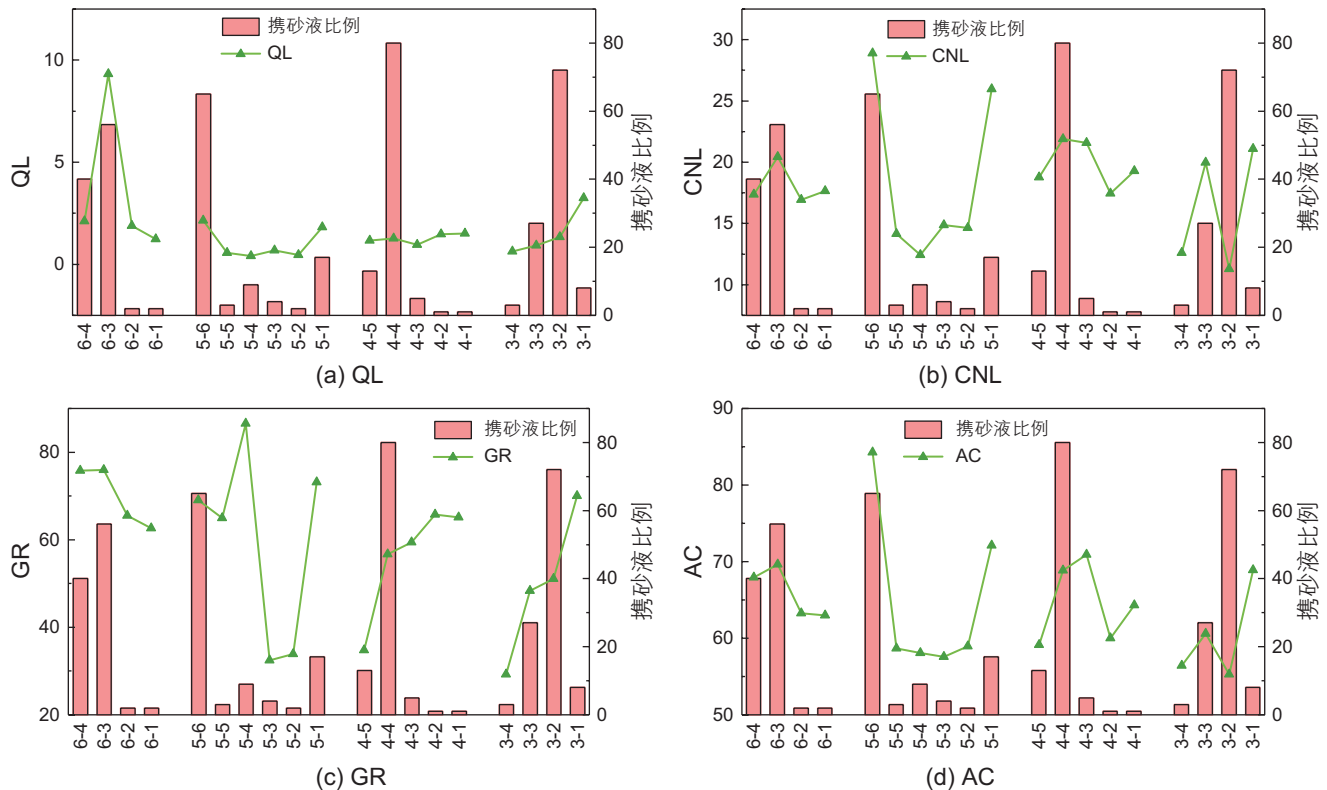


图9 测井原始数据与携砂液分配比例分布图

Fig. 9 Correlation between raw logs and sand-laden fluid proportion

针对测井解释数据中影响携砂液分配比例的4个关键因素(脆性指数>孔隙度>最小水平主应力>含油饱和度),分别绘制影响因素数值与携砂液比例分布图(图10)。如图10(a)所示,第6段和第5段中,脆性指数与携砂液分配比例有明显的正相关关系;如图10(b)所示,第5段中孔隙度与携砂液分配比例呈正相关,第6、4、3段中孔隙度与携砂液分配比例呈负相关;如图10(c)所示,第6段和第5段中,水平最小主应力与携砂液分配比例呈负相关;如图10(d)所示,第6段

和第5段中,含油饱和度与携砂液分配比例呈负相关。

2.4 产液分配比例主控因素分析

(1) 灰色关联法分析

以测井原始数据和解释数据为比较数列,以每簇产液比例为参考数列,基于灰色关联法,计算了比较数列与参考数列之间的关联度(见图11)。横坐标表示影响产液比例的原测井数据和测井解释数据,纵坐标表示各因素与产液比例的关联度。关联度

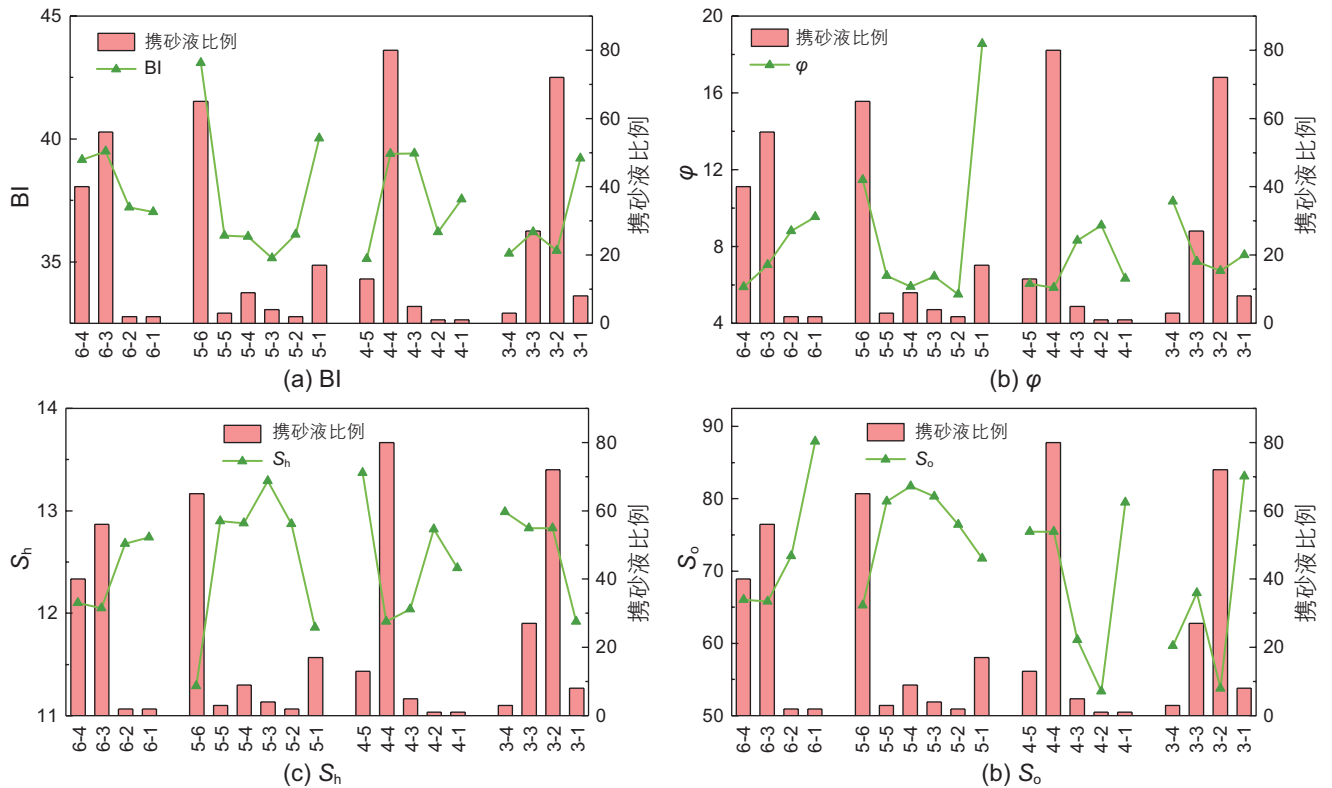


图10 测井解释数据与携砂液分配比例分布图
Fig. 10 Correlation between interpretation logs and sand-laden fluid proportion

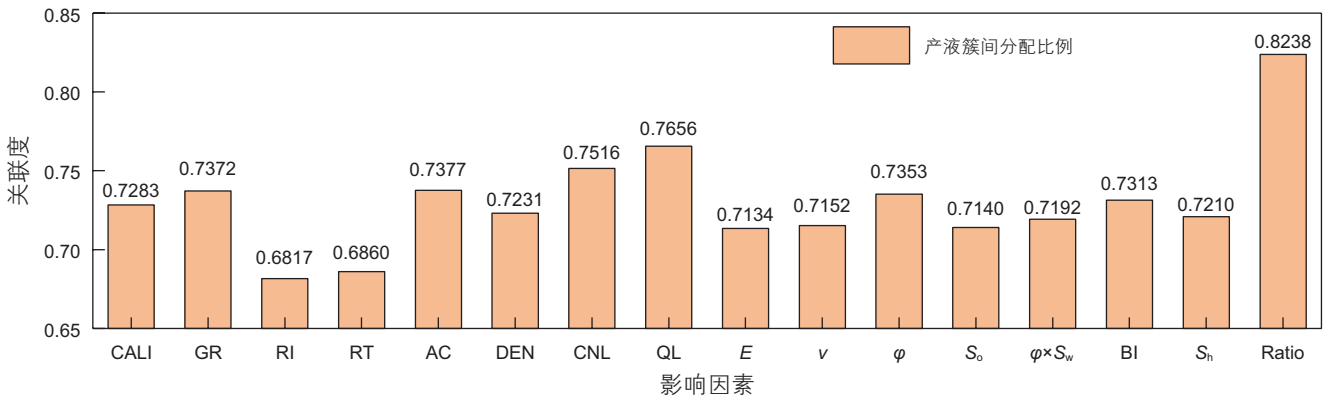


图11 各簇产液比例与各因素间关联度分布图
Fig. 11 Correlation between the fluid production proportion and influence factors

越大,说明该因素对产液比例的影响程度越强。考虑压裂阶段前置液和携砂液阶段各簇总进液比例,测井原始数据对产液比例的影响程度由强到弱依次是:总液分配比(Ratio)>QL>CNL>AC>GR;测井解释数据对产液比例的影响程度由强到弱依次是:总液分配比(Ratio)> φ >BI> S_i > $\varphi \times S_o$ 。

(2)产液剖面分配特征分析

进一步绘制各簇总液分配比例、产液比例和孔隙度—饱和度乘积分布图(图 12),可以看出,各簇总液

分配比例与孔隙度饱和度乘积都处于相对较高值时,该射孔簇产液比例才会高。具体统计规律如下:进液多, $\varphi \times S_o$ 高,该簇产液占比大,符合率 8/22;进液少, $\varphi \times S_o$ 高,该簇产液占比小,符合率 10/22;进液多, $\varphi \times S_o$ 低,该簇产液占比小,符合率 1/22。

2.5 各射孔簇进液、产液分配比与起裂顺序之间关系

将 4 段 19 簇前置液分配比例、携砂液分配比例、产液分配比例与各射孔簇起裂顺序绘制成图 13。可以

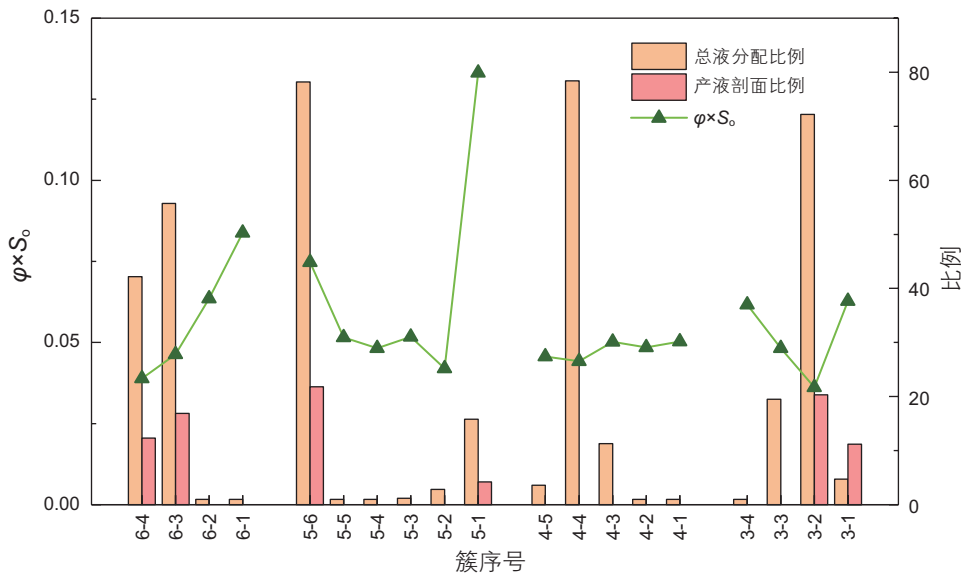


图 12 各簇总进液/产液比例与 $\varphi \times S_o$ 关系图

Fig. 12 Relationship between total injection/production proportion and $\varphi \times S_o$.

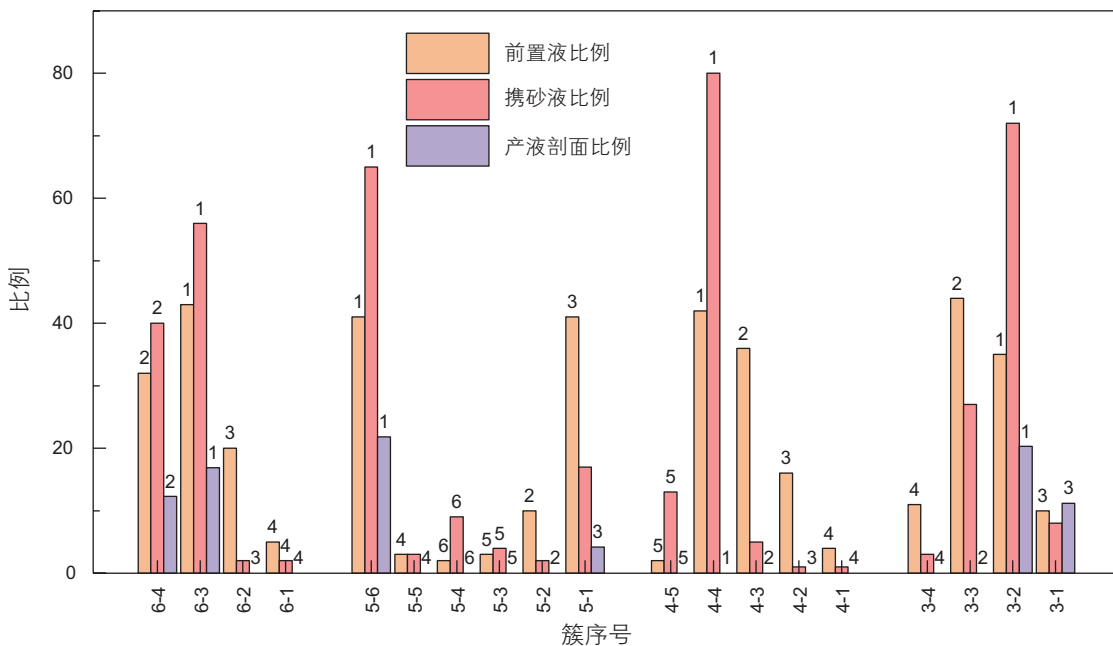


图 13 各簇前置液/携砂液进液比例/产液剖面/起裂顺序关系图

Fig. 13 Relationship between pre-fluid/sand-laden fluid/production proportion and the fracture initiation sequence

看出, 4个压裂段中, 进液最多的射孔簇, 产液最多, 起裂最早, 该规律符合率为100%; 进液排第2的射孔簇, 起裂顺序也为第2, 该规律符合率为75%; 因此, 最先起裂的裂缝后续倾向于形成优势裂缝或超级裂缝, 严重影响段内均衡改造程度。为此, 为提高段内均匀进液程度, 应优化射孔参数, 利用限流的方法, 提高段内多个射孔簇同步起裂程度。

本文给出了一口实际井各射孔簇测井数据和光纤监测数据, 量化了各参数(如应力和脆性指数等)对多裂缝间砂液分配的影响, 相对数值模拟方法更加可靠, 也可以对数值模型进行校正。此外, 本文明确了影响多簇裂缝进液的主控因素, 后续可以此为基础, 引入聚类的方法, 开展分段分簇优化, 有助于水平井段内均衡改造。

3 结论

由于管外监测成本高, 监测数据有限, 且由于监测技术尚待进一步完善, 各压裂段所得规律并非绝对一致, 但仍能得到一定认识, 有助于段内多簇压裂分段分簇方案制定。

(1)低水平最小主应力、高脆性指数的射孔簇优先开启, 整体符合率为73.7%; 水平最小主应力越小, 脆性越强, 更容易起裂, 因此水平井压裂分段分簇设计时, 要考虑储层的应力条件和岩石脆性特征, 优选射孔甜点;

(2)基于灰色关联法分析, 影响前置液比例的测试数据中最关键4个因素分别是: 气测数据>中子数据>伽玛数据>声波数据; 解释数据中最关键的4个因素是: 孔隙度>孔隙度和饱和度乘积>脆性指数>最小水平主应力; 影响携砂液比例的测试数据中最关键4个因素分别是: 气测数据>中子数据>伽玛数据>声波数据; 解释数据中最关键的4个因素是: 脆性指数>孔隙度>最小水平主应力>含油饱和度;

(3)基于灰色关联分析思路, 获得影响裂缝起裂顺序和进液情况的重要因素。同一井区的压裂水平井可以基于射孔基础数据和射孔解释数据进行预测分析, 优化压裂设计;

(4)影响产液比例的关键因素是总液分配比和 $\varphi \times S_o$, 二者比例同时高是产液比例高的充要条件; 进液最多的簇最先起裂, 符合率100%; 进液次多的簇次起裂, 符合率75%。

参考文献

- [1] 郭天魁, 孙悦铭, 刘学伟, 等. 页岩水平井多级分段压裂物理模拟试验[J]. 深圳大学学报(理工版), 2022, 39(2): 111-118. [GUO T K, SUN Y M, LIU X W, et al. Physical simulation test of multi-stage staged fracturing for shale horizontal wells[J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2022, 39(2): 111-118.]
- [2] WU K, OLSON J E. OLSON. Mechanisms of simultaneous hydraulic-fracture propagation from multiple perforation clusters in horizontal wells[J/OL]. SPE Journal, 2016, 21(3): 1000-1008.
- [3] 陈铭, 郭天魁, 胥云, 等. 水平井压裂多裂缝扩展诱发光纤应变变化机理[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 183-193. [CHEN M, GUO T K, XU Y, et al. Evolution mechanism of optical fiber strain induced by multi-fracture growth during fracturing in horizontal wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 183-193.]
- [4] CRAMER D D. The application of limited-entry techniques in massive hydraulic fracturing treatments[C/OL]//SPE Production Operations Symposium. OnePetro, 1987[2022-10-06]. <https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings/87POS/All-87POS/SPE-16189-MS/67626>.
- [5] LAGRONE K W, RASMUSSEN J W. A new development in completion methods-the limited entry technique[J/OL]. Journal of Petroleum Technology, 1963, 15(7): 695-702.
- [6] 王博, 周福建, 邹雨时, 等. 水平井暂堵分段缝间干扰数值模拟方法[J]. 断块油气田, 2018, 25(4): 506-509. [WANG B, ZHOU F J, ZOU Y S, et al. Numerical simulation method of fracture interaction during temporary plugging staged fracturing[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(4): 506-509.]
- [7] WANG B, ZHOU F, ZOU Y, et al. Quantitative investigation of fracture interaction by evaluating fracture curvature during temporarily plugging staged fracturing[J/OL]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 559-571.
- [8] LI M H, ZHOU F J, LIU J J, et al. Quantitative investigation of multi-fracture morphology during TPDF through true tri-axial fracturing experiments and CT scanning[J/OL]. Petroleum Science, 2022, 19(4): 1700-1717.
- [9] ROBERTS G, WHITTAKER J L, MCDONALD J. A novel hydraulic fracture evaluation method using downhole video images to analyse perforation erosion[C/OL]//SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. OnePetro, 2018[2022-10-06]. <https://onepetro.org/SPEIHFT/proceedings/18IHFT/2-18IHFT/D023S010R002/449233>.

- [10] ZHANG L, ZHOU F, MOU J, et al. Large-scale true tri-axial fracturing experimental investigation on diversion behavior of fiber using 3D printing model of rock formation[J/OL]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 181: 106171.
- [11] KANG Y, ZHOU H, XU C, et al. Experimental study on the effect of fracture surface morphology on plugging zone strength based on 3D printing[J/OL]. *Energy*, 2023, 262: 125419.
- [12] YUAN L, ZHOU F, LI B, et al. Experimental study on the effect of fracture surface morphology on plugging efficiency during temporary plugging and diverting fracturing[J/OL]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103459.
- [13] YUAN L, ZHOU F, LI M, et al. Experimental study on diverter transport through perforations in multicluster fracturing of horizontal well[J/OL]. *SPE Journal*, 2022, 27(2): 971–985.
- [14] 周彤, 陈铭, 张士诚, 等. 非均匀应力场影响下的裂缝扩展模拟及投球暂堵优化[J]. *天然气工业*, 2020, 40(3): 82–91. [ZHOU T, CHEN M, ZHANG S C, et al. Simulation of fracture propagation and optimization of ball-sealer in-stage diversion under the effect of heterogeneous stress field[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(3): 82–91.]

(责任编辑 马桂霞 编辑 杨雅露)