

引用格式:龙章亮,钟敬敏,胡永章,等.地质力学在永川深层页岩气开发中的应用[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):72-80.

Long Zhangliang, Zhong Jingmin, Hu Yongzhang, et al. Application of geomechanics in deep shale gas development in Yongchuan[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 72-80.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.010

地质力学在永川深层页岩气开发中的应用

龙章亮¹,钟敬敏¹,胡永章¹,温真桃²,李辉³,曾贤薇⁴

(1.中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院,四川 德阳 618000;2.中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川 成都 610000;3.中国石化西南油气分公司页岩气项目部,重庆 402160;4.四川省煤田地质局一四一地质队,四川 德阳 618000)

摘要:永川深层山地页岩气区块位于华蓥山褶皱带向南呈帚状撒开的低背斜群,构造褶皱强烈,断层发育,龙马溪组目的层具有埋深差异大、地压地温高、水平应力差异大等特征,过路层研磨性强,井壁易失稳,可钻性差。早期地质认识不足导致钻井时效低、施工周期长、复杂情况频发,多口井压裂改造效果不理想。针对永川工区面临的主要问题,分别进行了可钻性实验、硬度实验、研磨性实验、可钻性剖面建立、地层三压力预测、三维地应力有限元及不同水平应力差模式下的裂缝扩展仿真模拟、水平井地质-工程甜点预测等针对性的地质力学参数研究。研究表明:永川地区地层可钻性级值较高,安全钻井液密度窗口较窄,地应力方向差异较大,高应力差影响水力压裂缝网形成。利用地质力学研究成果,有针对性地进行了工程工艺调整,钻井提速和压裂增产效果明显,对川南深层页岩气开发具有借鉴意义。

关键词:深层页岩气;地质力学;工艺调整;钻井提速;压裂增产

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Application of geomechanics in deep shale gas development in Yongchuan

Long Zhangliang¹, Zhong Jingmin¹, Hu Yongzhang¹, Wen Zhentao², Li Hui³, Zeng Xianwei⁴

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Deyang, Sichuan 618000, China;

2. Research Institute of Exploration and Production, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610000,

China; 3. Shale Gas Project Department, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Chongqing 402160, China;

4. No. 141 Geological Team, Sichuan Coal Field Bureau, Deyang, Sichuan 618000, China)

Abstract: Yongchuan deep mountain shale gas block is located in Huayingshan fold belt, which is a low anticline group with broom like spreading to the south. The structural folds are strong and the faults are developed. The target layer of Longmaxi Formation has the characteristics of great difference in burial depth, high ground pressure and ground temperature and large difference in horizontal stress, while the crossing layer has strong abrasiveness, easy instability of well wall and poor drillability. The lack of early geological knowledge leads to low drilling time, long construction period and frequent complex situations, and the fracturing effect of multiple wells is not ideal. In order to solve the main problems faced by Yongchuan work area, researches on the geomechanical parameters, such as drillability, hardness, abrasiveness laboratory experiments, drillability profile establishment, formation three pressure prediction, 3D in-situ stress finite element, simulation and fracture propagation simulation under different horizontal stress difference modes, and horizontal well geological engineering double sweet spot prediction, have been conducted respectively. The results show that the formation drillability level is high, the safe drilling fluid density window is narrow, the difference of in-situ stress direction is large, and the formation of hydraulic fracturing network is affected by high stress difference. Based on the research results of geomechanics, the engineering technology has been adjusted. The drilling speed and fracturing production increase effect are obvious, which has reference significance for the development of deep shale gas in South Sichuan.

Key words: deep shale gas, geomechanics, process adjustment, drilling acceleration, fracturing stimulation

收稿日期:2020-10-26。

第一作者简介:龙章亮(1983—),男,硕士,副研究员,从事油气田钻井地质、工程地质方面的研究。地址:四川省德阳市旌阳区龙泉山北路298号中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院,邮政编码:618000。E-mail:76415750@qq.com

基金项目:中国石化科技部“十条龙”项目“威远—永川深层页岩气开发关键技术”(P18058)。

在国家页岩气发展战略的政策指导下,2010年至今,通过持续页岩气技术攻关,国内针对中浅层页岩气高效开发已经拥有了较成熟的技术手段及开发策略,但深层页岩气开发仍然面临很多困难。郭新江^[1-3]等认为针对页岩气高效开发的主流认识主要在于“地质工程一体化”应进行综合性研究,作为地质与工程间的桥梁,系统的地质力学研究是快速、高效开发页岩气的必由之路。在全国页岩气勘探开发进程和对地质工程一体化研究认识的不断积累中,地质力学研究的重要性逐渐凸显^[4]。

地质力学研究成本高,费时费力,目前多数页岩气开发区相关研究成果较少,然而地质力学成果在工区钻井优化和压裂设计中又起到关键作用。因此,地质力学研究人员需要对页岩气工区主体工程工艺和面临的复杂问题有充分的认识,以问题为导向,有针对性地进行研究工作,从而为工程工艺优化和方案调整提供数据支撑。下面以永川工区为例,简单介绍地质力学参数在永川钻井和压裂工艺中的应用情况。

1 永川工区页岩气藏地质力学特征及面临的问题

永川区块位于华蓥山褶皱带向南呈帚状撒开的低背斜群,构造褶皱强烈,断层发育,向南逐渐减弱。工区内的新店子背斜为北东向的长轴背斜,背斜轴部依次出露下三叠统飞仙关组、嘉陵江组和上三叠统地层。工区整体表现为“两凹夹一隆”的构造格局,储层地质参数信息见表1。

目前,永川工区开发过程中,面临的问题主要有以下几点:

- 1) 工区构造复杂,埋藏深度差异大,陆相地层石英含量高,研磨性强,海相地层含燧石和鲕粒灰岩,可钻性差。
- 2) 龙潭组—石牛栏组地层易井壁失稳,钻速慢,施工周期长。
- 3) 工区断层发育,不同井区地应力方向变化大,水平段部署方位需优化。
- 4) 工区地应力值高,水平应力差异大,压裂难以形成网络裂缝。

针对以上问题,地质力学研究人员开展了有针对性的岩石力学、可钻性、地应力、地层压力、坍塌压

表1 永川不同井区龙马溪组优质页岩储层地质力学参数
Table 1 Geomechanical parameters of high quality shale reservoirs in Longmaxi formation of different well areas in Yongchuan

参数	永川工区		
	北部向斜	南部向斜	中部背斜
优质页岩埋深(m)	4 061 ~ 4 120	3 843 ~ 4 101	3 080 ~ 3 141
优质页岩厚度(m)	32	36	46.3
地层倾角(°)	0.2 ~ 4.7	1.6 ~ 3.0	3.0 ~ 40.0
断层发育情况	不发育	较发育	发育
岩心裂缝数(条)	105	135	362
孔隙度(%)	5.48	5.42	4.49
总有机碳,TOC(%)	3.09	3.12	3.12
含气量(m ³ /t)	7.53	7.43	7.73
脆性矿物含量(%)	61.35	60.55	62.13
黏土含量(%)	33.79	35.20	29.40
地层压力梯度(MPa/m)	0.016	0.016	0.015
地应力模式	$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$	$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$	$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$
弹性模量(GPa)	21.73	31.60	26.53
泊松比	0.221	0.223	0.265
抗压强度(MPa)	201.80	157.75	125.94
抗张强度(MPa)	2.36	10.50	8.79
水平应力差(MPa)	15.09	11.50	15.92
断裂韧性(MPa·m ^{0.5})	0.519	0.429	0.672

注: σ_H 为水平最大主应力, σ_h 为水平最小主应力, σ_v 为垂向应力。

力、破裂压力模型建立及预测,进而指导一系列工程工艺优化措施,促进钻井提速和压裂增产。

2 地质力学促进钻井提速降本

2.1 钻头优选

针对永川工区陆、海相地层可钻性差的问题,分别进行了可钻性、硬度、研磨性等室内实验,并根据实验数据进行了可钻性剖面建立,从而可以更科学地选择钻头型号^[5-8]。

1) 可钻性实验

由于地面及地层条件下岩石的可钻性级值相差较大,以往使用地面条件下岩石的可钻性级值优选钻头、确定钻井参数、预测钻井效率的做法显然是不合适的^[7]。因此,进行了20组可钻性实验(地面条件11组、地层条件9组),在实验过程中充分考虑了难钻地层深度、钻井液密度、地层压力以及地应力影响;径向采用液压油加围压模拟应力环境,轴向加液柱压力模拟钻井过程,同一块岩心正面采用牙轮微

钻头,反面采用PDC(聚晶金刚石复合片)微钻头(图1),避免因岩心差异产生误差。



图1 牙轮钻头(左)、PDC钻头(右)可钻性实验样品
Fig. 1 Drillability test sample of cone bit(left) and PDC bit(right)

从表2看,地面条件下PDC比牙轮可钻性差,PDC钻头平均微钻时约为牙轮钻头的5倍。地层条件下PDC明显比牙轮钻头可钻性好,牙轮钻头平均微钻时约为PDC钻头的6倍。两种实验条件产生的数据差异主要受液柱压力的影响,围压和温度影响不明显。根据实验结果,PDC钻头较牙轮钻头更适合用于永川工区井底压力较大的地层岩石。

表2 牙轮钻头与PDC钻头平均微钻时对比
Table 2 Comparison of average micro drilling time between cone bit and PDC bit

钻头	平均微钻时	
	地面条件	地层条件
牙轮钻头	30.66	461.37
PDC钻头	153.76	75.00

2) 可钻性剖面建立

根据可钻性实验数据拟合可钻性级值计算模型,结合工区岩石强度实验和单井测井资料,预测井区PDC可钻性级值、研磨性、硬度、抗压强度、抗剪强度及其标准偏差,通过建立纵向岩石可钻性剖面将钻遇地层进行分级^[9-10]。根据永川地层可钻性、研磨性、硬度、抗压强度、抗剪强度及其标准偏差纵向剖面(图2)数据统计,地层属于中软—中硬地层。其中,中软地层为龙潭组;中硬地层有自流井组、须家河组、嘉陵江组、飞仙关组、长兴组、茅口组、栖霞组;中等地层有石牛栏组、龙马溪组。

3) 钻头优选

陆相地层:抗压强度、硬度值表明为中硬地层,推荐胎体钻头;岩石研磨性级别为5~7,推荐冠部轮廓以中冠形为主、切削齿数为40~50个、齿径为13~16 mm的钻头,降低地层磨损;可钻性级值为4~5,推荐使用5~6刀翼钻头;根据IADC(钻头国际标准)编码,推荐M323或M423钻头。

海相地层:抗剪标准偏差较小表明纵向非均质性不强,夹层影响较弱,冲击载荷小;研磨性较陆相地层弱,部分难钻地层可钻性级值较陆相地层强;根据IADC编码,中软地层推荐M223钻头,中硬地层推荐M323或M423钻头,水平段钻进推荐M323或M322钻头,可采用短冠形钻头增加水平段钻进稳定性。

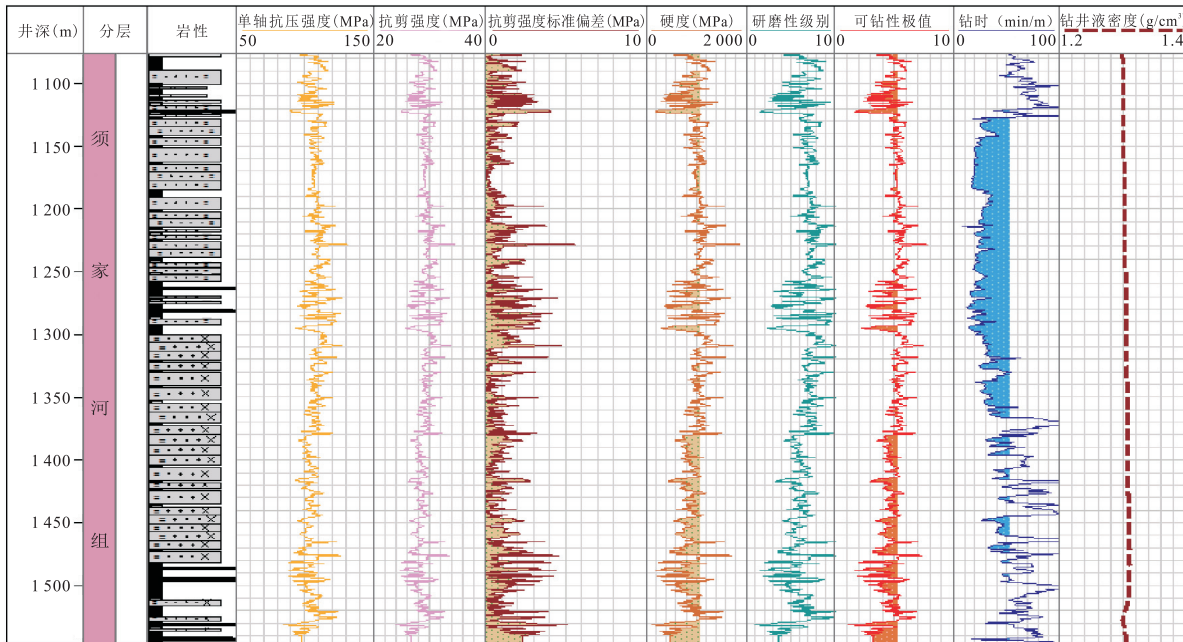


图2 陆相须家河组地层PDC可钻性剖面预测
Fig. 2 Prediction of PDC drillability profile of continental Xujiahe Formation

分层钻头选型推荐见表3。

2.2 安全钻井液密度窗口的确定

针对永川南区海相地层易失稳、钻速慢、施工周期长的问题,分别对不同井斜不同方位条件下的坍塌压力、原始地层孔隙压力、破裂压力等参数进行了模拟预测,在此基础上提出了安全钻井液密度窗口^[11-14]。

1) 原始地层孔隙压力确定

大规模水力压裂后地层孔隙压力增加导致实测数据偏大,因此分别采用了Eaton法、定容封闭气藏物质平衡法分析低渗页岩孔隙压力的压裂增压机制、考虑渗透率影响的井壁围岩孔隙压力等求取方法得到了该地区压裂前原始地层孔隙压力。分析结果认为:永川南区钻井时考虑钻遇裂缝的情况下原始地层孔隙压力当量钻井液密度为1.35~1.60 g/cm³。

2) 地层坍塌压力确定

永川南区龙马溪组坍塌压力系数为1.60~1.80,水平段沿着水平最小主应力方向钻进,井壁相对最不稳定,坍塌压力系数最高可达1.80;永川南区新部署井水平段轨迹方向主体沿断层方向,与水平最小主应力方向有一定夹角,井壁稳定性良好,坍塌压力系数为1.60左右,见图3。因此,考虑坍塌压力,水平段钻井液密度下限为1.60 g/cm³。

3) 安全钻井液密度窗口推荐

由于工区破裂压力系数总体较高,钻井液当量密度为2.50~3.20 g/cm³,目前使用的钻井液密度范围不会压破地层导致井漏。因此,综合地层坍塌压力、破裂压力、页岩地层原始孔隙压力和钻遇裂缝时页岩地层动态孔隙压力的分析结果,以及气井的钻井液密度设计要求,即气井附加值(0.07~0.15 g/cm³),确定了储层的钻井液密度窗口,详见表4。

表3 永川地层岩石可钻性特征参数
Table 3 Rock drillability characteristic parameters in Yongchuan formation

地层	岩性	地层属性	抗压强度 (MPa)	抗剪强度 (MPa)	抗剪强度标准偏差 (MPa)	可钻性级值	研磨性级别	硬度 (MPa)	推荐PDC钻头类型
自流井组	砂、泥、页、灰岩	中硬	103.87	28.33	1.18	4.40	5.77	816	M323, M423
须家河组	砂、页岩夹煤层	中硬	106.42	28.97	1.08	4.90	6.56	939	M323, M423
嘉陵江组	白云岩、灰岩	中硬	129.12	34.31	1.37	7.68	2.96	1 863	M323, M423
飞仙关组	泥质灰岩	中硬	108.75	29.61	1.96	5.29	1.83	1 070	M323, M423
长兴组	灰岩	中硬	122.10	32.75	1.64	7.02	2.63	1 623	M323, M423
龙潭组	泥、页岩、煤	中软	91.94	25.82	1.74	2.75	0.81	430	M223
茅口组	生屑灰岩	中硬	123.68	33.05	1.80	7.10	2.67	1 654	M323, M423
栖霞组	灰岩	中硬	130.61	34.61	1.19	7.88	3.05	1 931	M323, M423
石牛栏组	泥质灰岩	中等	103.23	27.89	0.58	3.99	1.25	678	M322, M323
龙马溪组	页岩	中等	107.53	28.44	0.50	3.67	1.12	597	M322, M323

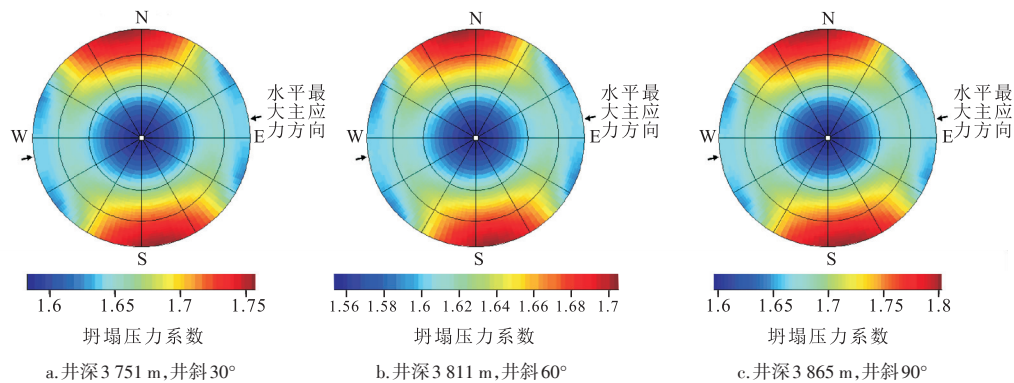


图3 永川南区页岩地层30°, 60°, 90°井斜不同方位坍塌压力饼状图对比
Fig. 3 Comparison of collapse pressure at different directions of 30°, 60° and 90° well deviation in shale formation of southern Yongchuan

2.3 井身结构优化

永川中部背斜区嘉陵江组、飞仙关组地层钻遇断层和裂缝几率较大,地层压力相对较小,为预防井漏复杂,使用钻井液密度相对较小;龙潭组、茅口组气显示活跃,龙潭组主要岩性为煤层与页岩互层,茅口组主要为灰岩地层,龙潭组易发生井壁失稳,使用钻井液密度相对较高。结合井区地层坍塌压力、孔隙压力、破裂压力剖面(图4)认识,龙潭组以上地层

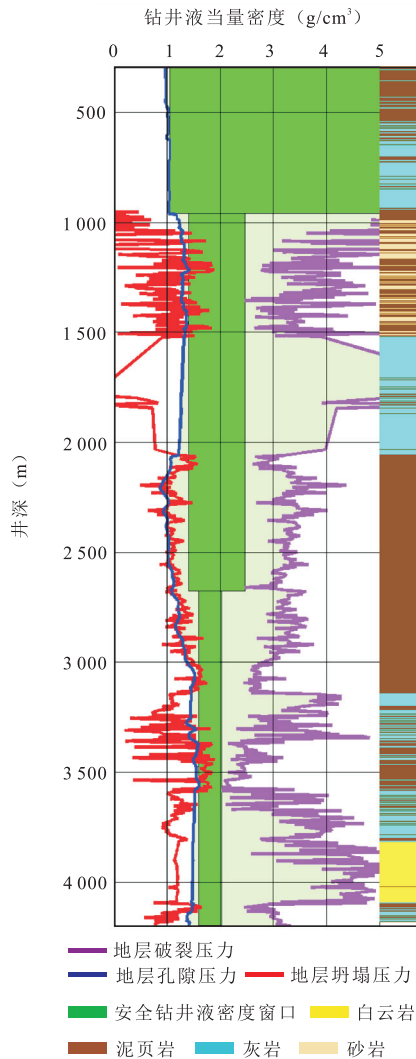


图4 永川中部背斜区地层坍塌压力、地层孔隙压力、地层破裂压力剖面

Fig. 4 Profile of collapse pressure, pore pressure and fracture pressure in anticline area of central Yongchuan

的地层压力差异不大,且坍塌压力总体小于地层压力,以地层压力为下限设计钻井液密度能够满足井壁稳定需求,一开必封点有上提空间。通过上移必封点以及下移造斜点,可以减少大尺寸井眼钻进及定向井段和斜井段段长,从而减少钻井进尺,提高钻井效率,降低钻井成本。

3 地质力学助力压裂增产增效

3.1 区域地应力有限元模拟

针对永川工区断层发育、不同井区地应力方向变化大、水平井部署方位有待优化等问题,进行了工区范围内的区域地应力大小和方向有限元模拟^[15]。根据模拟结果(图5),建议永川不同井区水平井主体部署方位。若考虑断层,建议部署水平段方位与最小水平主应力方向夹角不超过40°。

3.2 裂缝扩展影响因素分析

针对工区地应力值高、水平应力差异大,压裂难以形成网络裂缝的问题,进行水力裂缝与天然裂缝相互作用的仿真模拟^[16-17]。通过模拟结果(图6)认识到:

- 1) 当均匀地层不存在天然裂缝或裂缝胶结强度过大时,水力裂缝通常不会发生转向,主要形成双翼对称主裂缝。
- 2) 当地层存在胶结强度低的天然裂缝时,不同应力差作用下形成缝网的复杂度也不一样。应力差是影响缝网复杂度的重要因素:当 $\sigma_H < 1.05\sigma_h$ 时,缝网更倾向于向天然裂缝方向扩展;当 $\sigma_H > 1.15\sigma_h$ 时,缝网更倾向于向主裂缝方向扩展;当 $\sigma_H = (1.05 \sim 1.15)\sigma_h$ 时,缝网交错最为复杂。
- 3) 永川南区应力差模式主体为 $\sigma_H = (1.09 \sim 1.12)\sigma_h$,背斜区应力差模式主体为 $\sigma_H = (1.10 \sim 1.23)\sigma_h$,北区应力差模式主体为 $\sigma_H = (1.13 \sim 1.25)\sigma_h$,永川南区具有形成网状复杂缝的条件,北区缝网更倾向于向主裂缝方向扩展。永川北区已压裂井G函数分析认为人工裂缝主要以单一裂缝为主,裂缝复杂程度低,该结论验证了此次仿真模拟的结果。

表4 永川南区新部署水平井安全钻井液密度窗口推荐范围

Table 4 Recommended range of safe drilling fluid density window for newly deployed horizontal wells in southern Yongchuan

地区	原始地层孔隙压力系数	地层破裂压力系数下限值	水平段地层坍塌压力系数范围	三开开钻推荐钻井液密度(g/cm ³)	水平段推荐钻井液密度(g/cm ³)
永川南区	1.35 ~ 1.60	2.50	1.60 ~ 1.80	1.60	1.60 ~ 1.80

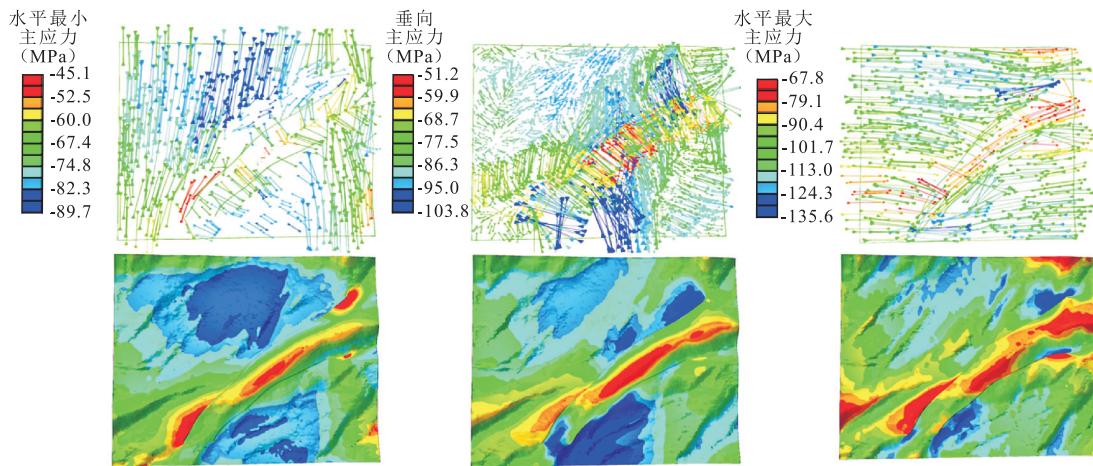


图5 永川工区地应力大小及方向三维有限元模拟

Fig. 5 3D finite element simulation of stress magnitude and direction in Yongchuan work area

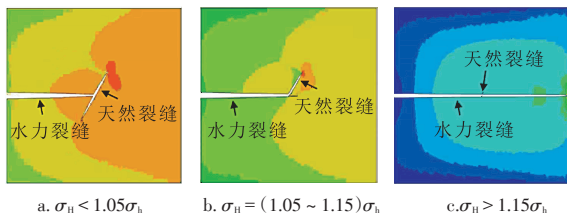


图6 永川工区不同水平应力差模式下水力裂缝与天然裂缝作用关系仿真模拟

Fig. 6 Simulation of interaction between hydraulic fracture and natural fracture under different horizontal stress difference modes in Yongchuan work area

根据以上模拟结果提出了永川不同井区工程工艺对策建议:南区水平应力差较小,有利于形成复杂缝网,建议开展“少段多簇、密切割”、粉砂替代粉陶、提高小粒径支撑剂比例等现场工艺试验,提产降本;北区断裂不发育,水平应力差较大,压裂缝以单一主缝为主要形态,开展单段单簇压裂试验,提高单井产量;背斜区通过水力压裂具有形成较复杂缝网的条件,断层发育导致轨迹调整频繁,保证优质储层钻遇率是关键。

3.3 水平井地质-工程双甜点指导分簇分段

地质-工程双甜点预测是地质工程一体化的最好表现形式,其通过对水平主应力、应力差、岩石力学、脆性指数等参数分析预测(图7),最终结合地质甜点优选出水平应力和应力差相对较小、脆性指数较大的井段作为水平井分簇分段的主要依据^[18-21]。另外,永川页岩气水平井分簇分段设计还需考虑以下几点:

1) 分段时,段内尽量不跨小层和裂缝发育段,射孔尽量避开岩性变化处,避免层间差异影响不同簇间裂缝起裂延伸。

2) 选择录井显示较好、含气性好、脆性较高的点射孔,单段射孔点最小主应力要尽量相似,射孔位置相对均匀;另外,射孔井段应避免套管接箍,且保证与桥塞距离安全。

3) 水平井固井质量好的井段,不考虑固井质量对分段的影响;针对固井质量差的井段,应尽量分在单段内,并可适当增加段簇距离。

综上,以A井为例,划分为24段146簇改造。

4 应用效果

通过以地质力学研究成果为基础的钻头选型、井身结构、钻井液密度等参数优化,并且探索降密度施工和减小井底压差等提速工艺技术。2019年开发阶段与之前评价阶段相比,已实施水平井的平均机械钻速提高60.55%,钻完井周期缩短16.03%,单井节省一开固井套管、水泥等物资约40万元;压裂方案优化后同平台水平井产量提升幅度大,增产效果明显。比如:永页5-2HF井三开水平段油基钻井液密度控制在1.77 g/cm³(优化前邻井永页5-1HF井钻井液密度为1.85 g/cm³),未出现工程复杂情况,三开平均钻时为9.51 min/m(相比邻井平均钻时下降36.39%),该井I类储层钻遇率为93.6%,采用密切割工艺,获得无阻流量37.4×10⁴ m³/d,较邻井永页5-1HF井提高了2.2倍。

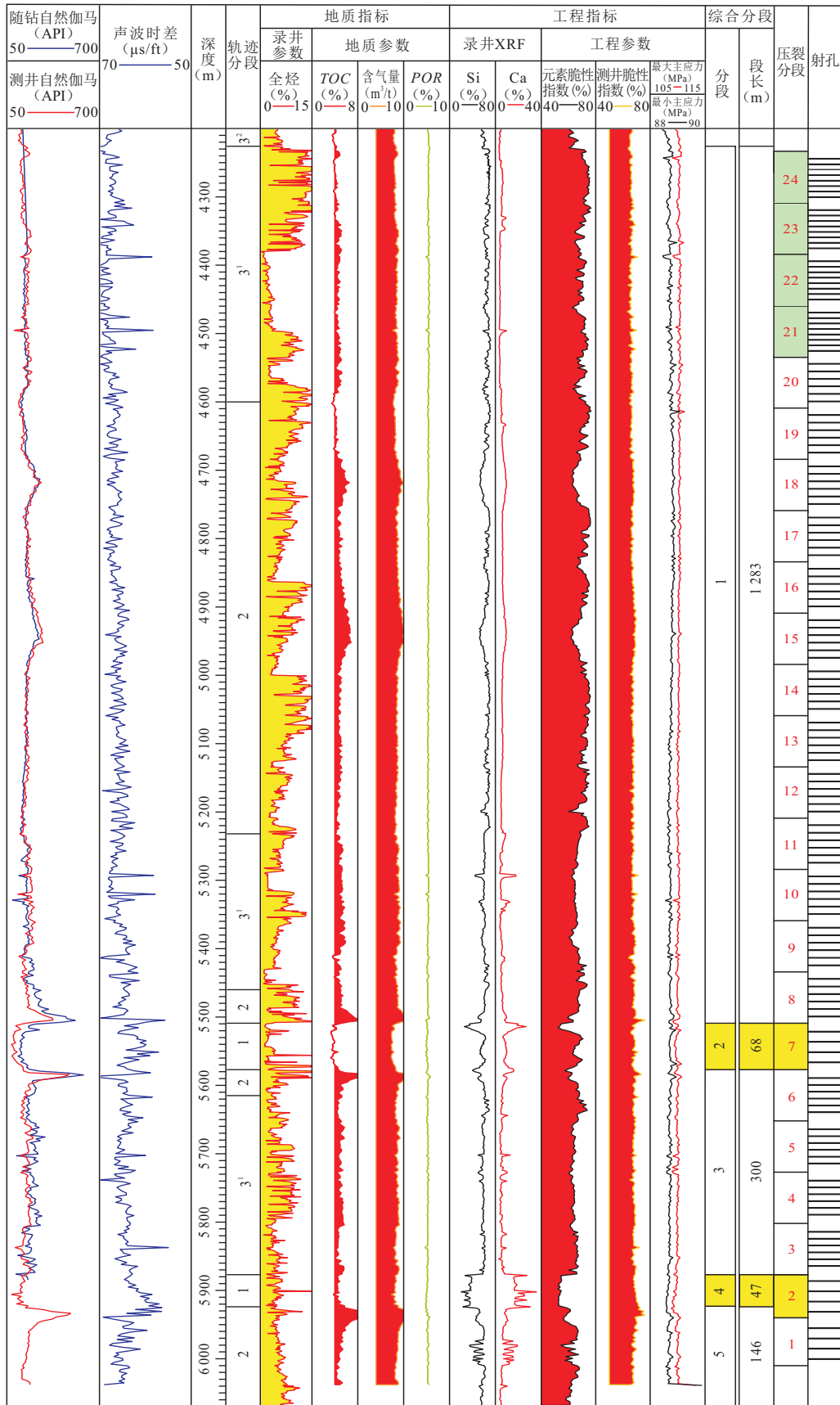


图7 A井地质-工程甜点预测及分段分簇方案

Fig. 7 Prediction of geological engineering sweet spot and segmented clustering scheme of Well-A

5 结论

永川地区构造复杂,埋藏深度差异大,分井区进行了龙马溪组优质储层精细描述,建立了不同井区岩石力学、地层压力、地应力、坍塌压力、破裂压力等地质力学模型。有针对性的工程工艺对策依托于精确的、不断更新的地质力学模型建立,研究人员可适时结合地质最新认识,将最新成果耦合进入一维、三维以及四维地质力学模型中,从而为工程工艺设计优化和措施调整提供服务。

1) 针对工区可钻性差的问题,通过可钻性实验明确了永川工区地层条件下PDC钻头优于牙轮钻头,利用建立的可钻性剖面将地层进行参数分级,从而根据钻头适应性分地层进行了推荐。陆相地层主推M323或M423钻头,海相地层主推M323、M322或M423钻头。

2) 针对工区海相地层易坍塌、钻时慢的问题,对不同井斜不同钻井方位条件下的坍塌压力、原始地层孔隙压力、破裂压力等参数进行了模拟预测,在此基础上建议三开开钻钻井液密度为 1.60 g/cm^3 ,水平段使用钻井液密度不超过 1.80 g/cm^3 。

3) 针对工区地应力方向认识不清的问题,开展了三维地应力场有限元模拟,模拟结果显示工区主体方位为近东西向,由于断层发育,部分井区应力方向有明显偏转,在水平井部署时应兼顾断层走向,水平段方位与最小水平主应力方向夹角不超过 40° 。

4) 针对地应力值高、水平应力差异大、压裂难以形成网络裂缝的问题,分井区进行了不同水平应力差模式下的裂缝扩展仿真模拟,明确了永川南区具备形成复杂缝网的条件,建议开展“少段多簇、密切割”工艺,提产降本;北区水力压裂缝以单一主缝为主要形态,建议开展单段单簇压裂工艺提高单井产量。

5) 在分区优化压裂方案的基础上,通过对单井进行水平段地质-工程双甜点预测,结合地质甜点优选出水平应力和应力差相对较小、脆性指数较大的井段,有针对性地开展分段、分簇、射孔方案优化和压裂参数调整,从而真正实现“地质工程一体化”,利用地质力学促进增产增效。

参考文献

[1] 郭新江,蒋祖军,胡永章.天然气井工程地质[M].北京:中国石化出版社,2012.
Guo Xinjiang, Jiang Zujun, Hu Yongzhang. Engineering geology of natural gas wells[M]. Beijing: China Petrochemical

Press, 2012.

[2] 刘向君,罗平亚.岩石力学与石油工程[M].北京:石油工业出版社,2004.
Liu Xiangjun, Luo Pingya. Rock mechanics and petroleum engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

[3] 鲜成钢,张介辉,陈欣,等.地质力学在地质工程一体化中的应用[J].中国石油勘探,2017,22(1):75-88.
Xian Chenggang, Zhang Jiehui, Chen Xin, et al. Application of geomechanics in geology-engineering integration[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 75-88.

[4] Li Y, Zhou D H, Wang W H, et al. Development of unconventional gas and technologies adopted in China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2): 55-68.

[5] 胡大梁,郭治良,李果,等.川南威荣气田深层页岩气水平井钻头优选及应用[J].石油地质与工程,2019,33(5):103-106.
Hu Daliang, Guo Zhiliang, Li Guo, et al. Bit optimization and application of deep shale gas wells in Weirong gas field of southern Sichuan basin[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(5): 103-106.

[6] 苏强,何世明,胡锡辉,等.川西双鱼石构造难钻地层岩石可钻性及钻头选型研究与应用[J].钻采工艺,2019,42(2):124-127.
Su Qiang, He Shiming, Hu Xihui, et al. Research and application on rock drillability and bit selection of difficult drilling formations in Shuangyushi structure of western Sichuan basin[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(2): 124-127.

[7] 宋保健,孙凯,乐守群,等.涪陵页岩气田钻井提速难点与对策分析[J].钻采工艺,2019,42(4):9-12.
Song Baojian, Sun Kai, Yue Shouqun, et al. Drilling acceleration challenges at Fuling shale gas field and solutions[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 9-12.

[8] 李林,王存新,罗朝东.永川页岩气水平井优快钻井关键技术研究[J].钻采工艺,2018,41(4):105-106.
Li Lin, Wang Cunxin, Luo Chaodong. Study on key technologies for optimal and fast drilling of shale gas horizontal wells in Yongchuan[J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(4): 105-106.

[9] Hamdi Z, Momeni M S, Meyghani B, et al. Oil well compressive strength analysis from sonic log: a case study[C]// paper 012077 presented at the 11th Curtin University Technology, Science and Engineering(CUTSE) International Conference, 26-28 November, 2018, Sarawak, Malaysia.

[10] Wilson A. Rock-strength analysis and integrated FEA modeling optimize bit selection[J]. Journal of Petroleum Technology, 2018, 70(12): 879-881.

[11] 马振锋,于小龙,杨全枝,等.陆相页岩气水平井钻井提速技术[J].非常规油气,2017,4(4):88-92.
Ma Zhenfeng, Yu Xiaolong, Yang Quanzhi, et al. The technology of improving rate of penetration in continental shale gas horizontal well[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(4): 88-92.

[12] 王平全,邓嘉丁,白杨,等.钻井液浸泡对延长组页岩坍塌压力的影响[J].特种油气藏,2018,25(2):159-163.
Wang Pingquan, Deng Jiading, Bai Yang, et al. Effect of drilling fluid soaking on the shale collapse pressure in Yanchang formation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25

- (2): 159-163.
- [13] Darvishpour A, Cheraghi Seifabad M, Wood D A, et al. Wellbore stability analysis to determine the safe mud weight window for sandstone layers[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(5): 1031-1038.
- [14] 史亚红,夏宏泉,彭梦,等.一种准确预测钻井液安全密度窗口的新方法[J]. *断块油气田*, 2019, 26(2): 248-252.
Shi Yahong, Xia Hongquan, Peng Meng, et al. New accurate prediction method of safe window of drilling fluid density[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2019, 26(2): 248-252.
- [15] 倪伟,刘桂玲,林波.复合断层对地应力的影响研究[J]. *复杂油气藏*, 2018, 11(4): 38-41.
Ni Wei, Liu Guiling, Lin Bo. Study on the influence of composite faults on ground stress[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2018, 11(4): 38-41.
- [16] Zhao J Z, Ren L, Li M, et al. Failure pressure calculation of fracturing well based on fluid-structure interaction[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2011, 3(S1): 450-456.
- [17] Rueda J, Mejia C, Quevedo R, et al. Impacts of natural fractures on hydraulic fracturing treatment in all asymptotic propagation regimes[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2020, 371: 113296.
- [18] 沈骋,赵金洲,任岚,等.四川盆地龙马溪组页岩气缝网压裂改造甜点识别新方法[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(7): 937-945.
Shen Cheng, Zhao Jinzhou, Ren Lan, et al. A new method to identify fracturing sweet spot in Longmaxi Formation of Sichuan Basin, SW China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(7): 937-945.
- [19] 于鹏,刘福义,王延忠,等.保靖页岩气区块储层可压性评价——以龙马溪组页岩为例[J]. *非常规油气*, 2018, 5(5): 96-103.
Yu Peng, Liu Fuyi, Wang Yanzhong, et al. Evaluation on fracability of shale gas reservoir in Baojing block—a case of Longmaxi formation[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2018, 5(5): 96-103.
- [20] 沈骋,郭兴午,陈马林,等.深层页岩气水平井储层压裂改造技术[J]. *天然气工业*, 2019, 93(10): 68-75.
Shen Cheng, Guo Xingwu, Chen Malin, et al. Horizontal well fracturing stimulation technology for deep shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 93(10): 68-75.
- [21] He X P, Zhang P X, He G S, et al. Evaluation of sweet spots and horizontal-well-design technology for shale gas in the basin-margin transition zone of southeastern Chongqing, SW China[J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(3-4): 134-146.
- (编辑 王隽)

(上接第71页)

- Block Oil and Gas Field, 2018, 25(5): 589-592.
- [15] 张琴,梁峰,梁萍萍,等.页岩分形特征及主控因素研究——以威远页岩气田龙马溪组页岩为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2020, 49(1): 110-122.
Zhang Qin, Liang Feng, Liang Pingping, et al. Investigation of fractal characteristic and its main controlling factors of shale reservoir: A case study of the Longmaxi shale in Weiyuan shale gas field[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2020, 49(1): 110-122.
- [16] 姜振学,唐相路,李卓,等.渝东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 126-134.
Jiang Zhenxue, Tang Xianglu, Li Zhuo, et al. The whole-aperture pore structure characteristics and its effect on gas content of the Longmaxi Formation shale in the southeastern Sichuan basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 126-134.
- [17] 张海杰,蒋裕强,周克明,等.页岩气储层孔隙连通性及其对页岩气开发的启示——以四川盆地南部志留统龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 2019, 39(12): 22-31.
Zhang Haijie, Jiang Yuqiang, Zhou Keming, et al. Connectivity of pores in shale reservoirs and its implications for the development of shale gas: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(12): 22-31.
- [18] 杨超,熊永强,张金川.中国不同沉积类型页岩生烃有机孔发育差异[J]. *地球化学*, 2019, 48(6): 544-554.
Yang Chao, Xiong Yongqiang, Zhang Jinchuan. Developmental differences of secondary organic pores among marine, lacustrine, and transitional shale in China[J]. *Geochimica*, 2019, 48(6): 544-554.
- [19] 何建华,丁文龙,王哲,等.页岩储层体积压裂缝网形成的主控因素及评价方法[J]. *地质科技情报*, 2015, 34(4): 108-118.
He Jianhua, Ding Wenlong, Wang zhe, et al. Main controlling factors of fracture network formation of volume fracturing in shale reservoirs and its evaluation method[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2015, 34(4): 108-118.
- [20] 张新华.涪陵海相页岩生物成因硅特征及确定方法[J]. *江汉石油职工大学学报*, 2019, 32(1): 17-20.
Zhang Xinhua. Characteristics and determination method of Fuling marine shale biogenic silicon[J]. *Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers*, 2019, 32(1): 17-20.
- [21] 汪虎,何治亮,张永贵,等.四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(1): 41-49.
Wang Hu, He Zhiliang, Zhang Yonggui, et al. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(1): 41-49.
- [22] 何希鹏,何贵松,高玉巧,等.渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 1-14.
He Xipeng, He Guisong, Gao Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 1-14.
- (编辑 徐佩)