

四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策

王光付^{1,2},李凤霞^{1,2},王海波^{1,2},周彤^{1,2},张亚雄^{1,2},王濡岳^{1,2},李宁^{1,2},陈昱辛^{1,2},熊晓菲^{1,2}

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 102206)

摘要:四川盆地内部和盆缘页岩气资源丰富,但由于沉积类型多样、构造复杂,页岩气井压裂测试产量差异大,部分高产井压裂工艺技术推广存在局限性,迫切需要探索和形成针对不同类型页岩气特点的压裂对策和模式。从页岩气高效开发角度出发,通过对比四川盆地已探明页岩气区块地质工程参数特征,依据沉积类型及岩相组合特征、埋藏深度和压力系统,划分出6种类型页岩气:海相中-浅层(深度<3 500 m)超压页岩气、海相深层(深度>3 500 m)超压页岩气、海相深层常压页岩气、海相新类型页岩气、海-陆过渡相深层超压页岩气及陆相中-浅层超压页岩气。开展数值模拟和实验研究发现:①天然裂缝发育及复杂的地应力分布会导致压裂裂缝非均匀扩展和裂缝合并,优化射孔参数和采用暂堵工艺可有效调控裂缝形态,增大改造体积;②夹层和纹层影响缝高纵向扩展和支撑剂的运移铺置,提高前置高黏压裂液和小粒径支撑剂用量,有利于裂缝纵向穿层与支撑剂均衡支撑;③高黏土页岩强水化作用会导致页岩力学性质劣化和加剧支撑剂嵌入,优化压裂液体添加剂类型和用量可抑制页岩水化作用。探索并提出了不同类型页岩气水平井体积压裂优化设计原则及工艺技术对策,并应用于丁山复杂构造应力场的深层高压页岩气、林滩场深层常压页岩气、井研-捷为海相碎屑岩新类型页岩气、普光大隆组海-陆过渡相和千佛崖组湖相页岩气开发,提高单井产能显著,为不同复杂类型页岩气高效压裂和效益开发提供经验和借鉴。

关键词:压裂机理;地应力;黏土矿物;夹层;天然裂缝;页岩气分类;四川盆地

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin

WANG Guangfu^{1,2}, LI Fengxia^{1,2}, WANG Haibo^{1,2}, ZHOU Tong^{1,2}, ZHANG Yaxiong^{1,2}, WANG Ruyue^{1,2}, LI Ning^{1,2}, CHEN Yuxin^{1,2}, XIONG Xiaofei^{1,2}

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China)

Abstract: The Sichuan Basin and its periphery are rich in shale gas resources. However, diverse sedimentary facies and intricate structures result in significant variations in shale gas productivity across shale gas wells during fracturing tests. Consequently, some fracturing techniques that are effective in high-productivity wells may be subjected to limited popularization. Therefore, there is an urgent need to develop specialized fracturing schemes for different types shale gas. To achieve efficient shale gas recovery, we compare the geological and engineering parameters of blocks with proven shale gas reserves within the Sichuan Basin. These parameters, along with the sedimentary facies types, lithofacies assemblages, burial depths, and pressure systems, are used to classify the shale gas into six types: marine overpressured type of medium-shallow burial depth (burial depth less than 3 500 m), deep overpressured marine type (burial depth more than 3 500 m), deep normally pressured marine type, new marine type, deep overpressured type of transition from continental to marine sedimentation, and overpressured continental type of medium-shallow burial depth. Our findings, obtained from numerical simulations and experiments, are as follows: (1) Natural fractures and complex in-situ stress distributions cause uneven fracture propagation and merging. Optimizing perforation parameters and employing the temporary plugging technique can effectively control fracture morphologies and enhance stimulated

收稿日期:2023-08-01;修回日期:2023-10-09。

第一作者简介:王光付(1965—),男,博士、教授级高级工程师,油气田开发。E-mail:wanggf_syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金联合基金项目(U23B6004);中国石油化工股份有限公司科技部项目(P21039-3)。

reservoir volume (SRV); (2) Interlayers and laminae affect vertical fracture height growth, as well as the proppant migration and placement morphology. Increasing the amount of preflush of high viscosity for fracturing and small-particle-size proppant, is conducive to the fracture longitudinal penetration layers and balanced proppant support; (3) Strong hydration of shales with high clay content can lead to the deterioration of shale mechanical properties and exacerbation of proppant embedment, while optimizing the type and dosage of additives in fracturing fluid systems can inhibit shale hydration. We formulate the optimal design principles and techniques for volume fracturing of horizontal wells in various shale gas reservoirs. The methodology has been successfully applied to the development of deep high-pressure shale gas reservoirs with complex tectonic stress field in the Dingshan block, deep normally pressured shale gas reservoirs in the Lintanchang block, the new-type shale gas reservoirs in marine clastic rocks in the Jingyan-Qianwei block, the shale gas reservoirs of the marine-continental transitional facies in the Dalong Formation in Puguang area, and lacustrine shale gas reservoirs in the Qianfoya Formation, resulting in significant improvement in single well productivity. This study provides valuable experience and reference for efficient fracturing and commercial exploitation of various complex shale gas reservoirs.

Key words: fracturing mechanism, in-situ stress, clay mineral, interlayer, natural fracture, shale gas reservoir classification, Sichuan Basin

引用格式:王光付,李凤霞,王海波,等. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1378–1392. DOI: 10. 11743/ogg20230604.

WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1378–1392. DOI: 10. 11743/ogg20230604.

四川盆地为中国陆上第三大含油气盆地,面积达 $18 \times 10^4 \text{ km}^2$,发育多套优质烃源岩与油气成藏组合,页岩气资源丰富^[1-2]。据自然资源部统计,四川盆地及其周缘页岩气技术可采资源量为 $11.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国总量的52%。中国现有页岩气探明储量基本来自四川盆地志留系海相页岩,达到 $2.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[3-5]。四川盆地页岩气资源规模性高效勘探开发意义重大。

四川盆地页岩气主要赋存于海相、海-陆过渡相和湖相页岩层系,主要勘探突破层系包括寒武系筇竹寺组和奥陶系五峰组-志留系龙马溪组海相页岩气,二叠系海-陆过渡相页岩气以及侏罗系湖相页岩油气^[6-8]。目前,四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组海相页岩经过10余年的勘探开发,先后发现了长宁、涪陵、威远等多个海相页岩气田,3 500 m以浅的中-浅层海相页岩气藏已成功取得了商业化效益开发,形成了较完善的地质评价、优快钻井、体积压裂和高效开发等理论与技术体系^[5];3 500 m以深的深层海相页岩气藏受到埋藏深、压力高、应力差异大等复杂地质工程条件影响,效益开发仍面临极大挑战,有待进一步突破^[4,9];同时,为了加快落实页岩气资源规模,陆相页岩油和海-陆过渡相新领域新层系页岩气正在进行工业探索中^[10-11]。总体上,四川盆地页岩气勘探开发尚处于早期阶段。

与美国稳定的地质构造演化特征相比,四川盆地地质构造在演化过程中稳定性较差,经历了多期次构

造运动的叠加改造,地层发生强烈褶皱变形,盆地分割性强,难以复制北美大规模、高密度、多层立体布井开发模式。与此同时,在构造运动、成岩作用和流体活动等多因素共同作用下,四川盆地页岩类型多,构造与热演化史复杂,页岩埋深、构造、地应力、裂缝发育程度和含气性等差异大,需要结合不同区块、不同类型页岩储层地质条件与资源禀赋差异,探索针对性的压裂改造工艺技术,从而形成适应不同类型页岩气藏的提高单井产能技术^[2]。

1 页岩气类型

四川盆地页岩气区块统计表明(表1),优质含气页岩层系分布于寒武系筇竹寺组、志留系龙马溪组、二叠系大隆组和侏罗系自流井组,其中志留系龙马溪组为区域主力产层(图1)。从页岩气效益角度出发,综合考虑沉积类型、岩性组合、构造应力、气藏埋深和地层压力等因素,将四川盆地页岩气初步划分以下6种类型。

1.1 海相中-浅层超压页岩气

多位于盆地内部与边缘,如焦石坝、长宁、威远等区块^[12-13]。志留系龙马溪组岩性以硅质页岩为主,总有机碳含量(TOC)较高(>2.5%),孔隙度较大(>3.8%),为中、浅埋深(2 000 ~ 3 500 m),天然裂缝

表1 不同区块页岩气藏地质工程参数
Table 1 Statistics of geological and engineering parameters of shale gas reservoirs in different blocks^[12-22]

页岩气类型	区块	构造位置	层系	岩石类型	沉积环境	埋深/m	优质页岩厚度/m	TOC/%	R _o /%	含气量/(m ³ /t)	孔隙度/%	石英含量/%	黏土矿物含量/%	泊松比	杨氏模量/GPa	水平应力差/MPa	压力系数	天然裂缝发育程度
海相盆内中-浅层超压页岩气	焦石坝	川东高陡褶皱带万县复向斜南部	志留系龙马溪组	硅质页岩	深水陆棚	2 250 ~ 3 500	80 ~ 114	2.53 ~ 4.13	2.4 ~ 2.8	5.5 ~ 7.0	4.3 ~ 7.8	46.0 ~ 65.0	17.0 ~ 35.0	0.19 ~ 0.25	34.0 ~ 46.0	3.0 ~ 7.5	1.55 ~ 1.60	欠发育
	长宁	川南褶皱带与娄山断褶皱带交界处		硅质页岩	半深水-深水陆棚	2 300 ~ 3 200	29 ~ 38	3.00 ~ 5.00	2.1 ~ 2.9	2.9 ~ 7.4	4.0 ~ 7.0	46.4 ~ 63.0	23.9 ~ 32.1	0.16 ~ 0.27	25.0 ~ 36.0	10.0 ~ 16.0	1.20 ~ 2.00	欠发育-发育
	威远	川西南古中斜坡低褶皱带		含灰硅质页岩	半深水-深水陆棚	2 000 ~ 3 500	34 ~ 49	2.50 ~ 3.40	2.2 ~ 2.6	3.0 ~ 9.2	3.8 ~ 6.5	40.0 ~ 78.0	36.9 ~ 43.7	0.16 ~ 0.22	29.3 ~ 37.3	6.0 ~ 8.0	1.00 ~ 1.96	较发育
	白马	白马向斜		硅质页岩	深水陆棚	3 800 ~ 4 600	28 ~ 44	3.17 ~ 5.20	2.4 ~ 2.9	2.7 ~ 5.6	3.4 ~ 4.1	57.4 ~ 74.6	21.0 ~ 24.0	0.19 ~ 0.22	28.5 ~ 47.4	17.0 ~ 21.0	1.10 ~ 1.30	欠发育
海相盆缘深层常压页岩气	武隆	利川-武隆复向斜	志留系龙马溪组	硅质页岩	深水陆棚	3 500 ~ 5 000	32 ~ 40	3.91 ~ 4.20	2.5 ~ 2.7	5.4 ~ 5.6	4.7 ~ 4.8	56.0 ~ 70.0	25.3 ~ 28.5	0.22 ~ 0.25	34.0 ~ 41.3	13.0 ~ 17.7	1.05 ~ 1.10	较发育
	林滩场	齐岳山断裂以西,桑木场构造带上的次级背斜		硅质页岩、粉砂质泥岩	深水陆棚	3 800 ~ 5 000	11 ~ 21	0.65 ~ 5.78	2.2 ~ 2.4	1.8 ~ 8.4	1.8 ~ 7.3	37.0 ~ 66.0	16.5 ~ 24.6	0.18 ~ 0.38	27.0 ~ 47.3	14.6 ~ 25.4	1.08 ~ 1.20	发育
海相盆内深层超压页岩气	江油	万县复向斜		硅质页岩	深水陆棚	3 577 ~ 4 350	37 ~ 44	2.30 ~ 3.15	2.4 ~ 2.8	3.5 ~ 4.5	3.6 ~ 5.2	56.0 ~ 74.4	22.4 ~ 54.7	0.20 ~ 0.22	29.1 ~ 36.0	7.0 ~ 8.5	1.45 ~ 1.70	发育
	威荣	川西南古中斜坡低褶皱带		含灰硅质页岩	深水陆棚	3 500 ~ 4 500	27 ~ 39	2.50 ~ 3.20	2.4 ~ 2.6	2.6 ~ 8.7	4.7 ~ 7.4	41.5 ~ 58.3	24.5 ~ 46.0	0.22 ~ 0.25	21.6 ~ 27.3	11.0 ~ 16.0	1.80 ~ 2.00	较发育
	永川	新店子背斜		硅质页岩	深水陆棚	3 800 ~ 4 200	27 ~ 39	1.11 ~ 7.83	2.2 ~ 2.5	1.5 ~ 8.3	2.2 ~ 2.5	46.0 ~ 52.8	23.9 ~ 32.1	0.19 ~ 0.23	20.0 ~ 31.8	7.4 ~ 25.4	1.77 ~ 2.10	欠发育-发育
	大足-铜梁	西山背斜、蒲吕场向斜和西温泉背斜		硅质页岩、灰质页岩	深水陆棚	4 086 ~ 5 800	29 ~ 66	1.30 ~ 5.60	2.4 ~ 3.1	3.6 ~ 5.7	3.4 ~ 5.9	51.6 ~ 68.3	10.6 ~ 58.8	0.19 ~ 0.26	27.2 ~ 45.3	13.0 ~ 18.0	1.95 ~ 2.04	较发育,层理缝发育
海相新类型页岩气	泸州	川南低褶皱构造带	寒武系筇竹寺组	硅质页岩	深水陆棚	3 540 ~ 3 625	32 ~ 65	2.80 ~ 3.30	2.4 ~ 3.5	3.6 ~ 5.7	4.4 ~ 5.7	55.0 ~ 72.1	25.5 ~ 47.2	0.13 ~ 0.24	26.0 ~ 45.0	>20.0	1.86 ~ 2.05	层理缝发育
	丁山	丁山断鼻		炭质页岩、硅质页岩	深水陆棚	3 727 ~ 4 367	39 ~ 35	1.90 ~ 3.80	2.0 ~ 2.2	2.0 ~ 3.7	4.5 ~ 6.0	42.5 ~ 57.1	7.2 ~ 43.5	0.20 ~ 0.22	27.6 ~ 32.3	22.0 ~ 27.0	1.78 ~ 1.90	发育
	东溪	川东南东溪高陡构造		硅质页岩	深水陆棚	4 058 ~ 4 335	26 ~ 30	2.43 ~ 3.62	2.1 ~ 2.5	5.1 ~ 7.8	3.2 ~ 6.3	46.0 ~ 62.0	18.5 ~ 45.0	0.19 ~ 0.28	32.0 ~ 43.0	15.0 ~ 24.0	1.60 ~ 1.80	发育
	井研-犍为	绵阳-长宁拉张槽西侧宽缓斜坡带		页岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩	深水-浅水陆棚	3 235 ~ 3 591	104	0.11 ~ 2.10	2.2 ~ 5.6	0.1 ~ 3.3	0.8 ~ 4.5	66.8 ~ 81.7	20.1 ~ 28.8	0.18 ~ 0.23	34.3 ~ 46.4	4.0 ~ 9.1	1.30 ~ 1.50	欠发育
海-陆过渡相盆内超压页岩气	普光	川东北滑脱褶皱带	二叠系大隆组	泥岩、含灰泥岩	浅水-深水陆棚	3 500 ~ 4 600	18 ~ 35	3.24 ~ 5.82	2.0 ~ 3.1	4.5 ~ 4.5	0.6 ~ 4.9	38.0 ~ 52.3	4.3 ~ 9.4	0.23 ~ 0.27	36.0 ~ 57.6	9.7 ~ 10.4	1.65 ~ 1.68	较发育
	红星	川东高陡褶皱带石柱复向斜建南构造		页岩、白云质灰岩	深水-斜坡浅水陆棚	3 300 ~ 3 500	33	0.20 ~ 9.04	2.0 ~ 2.1	0.3 ~ 9.4	1.7 ~ 9.7	22.5 ~ 57.4	5.0 ~ 38.0	0.22 ~ 0.25	40.1 ~ 58.8	8.2 ~ 14.8	1.15 ~ 1.30	层理缝发育
	复兴	川东高陡褶皱带万县复向斜		黏土质页岩	半深湖-浅湖	2 000 ~ 3 000	25 ~ 30	1.88 ~ 2.04	1.5 ~ 1.9	0.8 ~ 1.6	3.7 ~ 4.1	20.4 ~ 60.6	43.6 ~ 59.0	0.23 ~ 0.29	20.0 ~ 26.0	5.07 ~ 6.16	1.70 ~ 2.05	不发育
	普光千佛崖	普光东向斜低缓单斜构造		夹粉砂岩、介壳层	湖泊	2 500 ~ 3 700	22 ~ 26	1.42 ~ 2.2	1.9 ~ 2.2	1.4 ~ 4.2	5.4 ~ 5.4	29.6 ~ 56.0	56.0 ~ 56.0	0.23 ~ 0.23	31.5 ~ 31.5	4.0 ~ 9.0	1.32	发育
陆相盆缘超压页岩气	元坝	川东弧形褶皱带叠加区	侏罗系自流井组	深灰色泥岩、深灰色粉砂质泥岩	半深湖-浅湖	3 800 ~ 4 500	30 ~ 130	1.05 ~ 1.7	1.7 ~ 3.0	3.0 ~ 3.0	3.9 ~ 3.9	46.8 ~ 46.8	24.9 ~ 24.9	0.25 ~ 0.25	25.0 ~ 25.0	15.0 ~ 15.0	1.88	发育

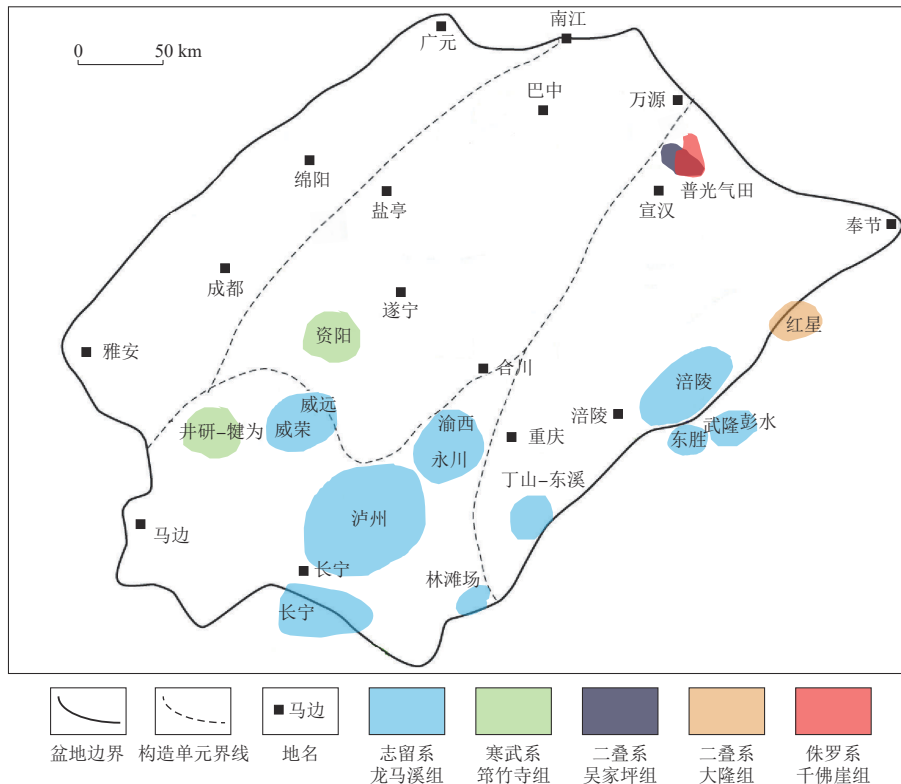


图1 四川盆地及盆缘主要页岩气区块分布

Fig. 1 Distribution of major blocks of shale gas reservoirs in the Sichuan Basin and its periphery

欠发育-发育,石英等脆性矿物含量相对较高,泊松比较低(0.16~0.25),储层水平应力差较小(3~15 MPa),压裂易形成复杂缝网,地层普遍超压(地层压力系数为1.2~1.9),目前已实现商业化规模开发。

1.2 海相深层超压页岩气

多位于盆地内部,如涪陵江东、威荣、永川等区块^[17-19],志留系龙马溪组页岩甜点段岩性为硅质页岩、含硅质页岩和黏土质页岩,石英含量总体较高(41.5%~74.4%),部分区块黏土矿物含量相对较高(24.0%~58.8%),*TOC*较高(>3.0%),埋深大(3500~4500 m),天然裂缝总体较发育-发育,泊松比较小(0.19~0.28),多数区块储层水平应力差较大(12~27 MPa),压裂难以形成复杂缝网,地层普遍超压(地层压力系数为1.4~2.1),目前开发技术正处于创新迭代阶段。

1.3 海相深层常压页岩气

多处于盆地边缘复杂构造区,如涪陵白马、武隆、林滩场等区块,志留系龙马溪组,页岩岩性为硅质页岩、黏土质页岩、粉砂质页岩,石英含量总体较高(57.4%~71.2%),黏土矿物含量相对较低(16.0%~

28.5%),*TOC*较高(4.0%),孔隙度较大(3.4%~4.7%),埋深大(3500~5000 m),天然裂缝欠发育-发育,泊松比较小(0.18~0.38),多数区块储层水平应力差较大(13.0~25.4 MPa),压裂难以形成复杂缝网,地层普遍常压(地层压力系数为1.0~1.3),有效压裂改造挑战大^[14-16]。

1.4 海相新类型页岩气

该类页岩气沉积类型丰富多样,砂质、泥质、灰质及砂泥灰混合沉积均有发育,纵向非均质性强。页岩孔隙度整体偏低^[11-12],介于0.8%~4.5%,平均2.2%,石英含量总体高(66.8%~81.7%),黏土矿物含量低(20.1%~28.8%),*TOC*偏低(0.1%~2.1%),埋深较大(3200~3600 m),天然裂缝欠发育,水平应力差中等(4.0~9.1 MPa),形成复杂裂缝难度大,地层压力系数较高(1.3~1.5)。目前,海相新类型页岩气的勘探工作目前主要集中在寒武系筇竹寺组,由于页岩储层纵向非均质性强,影响了可改造性。

1.5 海-陆过渡相深层超压页岩气

多位于盆地内部,如川东普光、利川红星等区块^[20-21],岩性以硅质页岩、灰质页岩和混合质页岩为

主。总有机碳含量及热成熟度差异大($TOC=0.2\% \sim 9.0\%$, $R_o=2.0 \sim 3.1\%$), 石英含量低($22.5\% \sim 57.4\%$), 黏土矿物含量较低($4.3\% \sim 38.0\%$), 天然裂缝较发育, 地层总体为常压-高压(地层压力系数为 $1.1 \sim 1.7$)。与海相沉积相比, 其页岩相变化更快, 存在岩薄夹层和特殊岩性夹层, 纵向非均质性更强。

1.6 陆相盆缘中-浅层超压页岩气

位于盆缘构造带, 以复兴区块为代表, 其总有机碳含量及热成熟度(镜质体反射率 R_o)均较低($TOC < 2.0\%$, $R_o < 1.9\%$), 侏罗系湖相页岩主要为半深湖-浅湖沉积, 岩性以介屑纹层型黏土质页岩为主, 夹多层介壳灰质薄层, 中-浅埋深($2\,000 \sim 3\,000\text{ m}$), 孔隙度大($>3.7\%$), 石英含量低($20.4\% \sim 60.6\%$), 黏土矿物含量高($43.6\% \sim 59.0\%$), 天然裂缝分布差异大, 泊松比 $0.23 \sim 0.28$, 储层水平应力差较小($5.1 \sim 6.2\text{ MPa}$), 地层总体为超压异常(地层压力系数为 $1.7 \sim 2.1$)。该类页岩气具有埋深浅、杨氏模量小, 石英含量低、灰岩夹层发育, 黏土矿物含量高, 可压性较差并易造成储层伤害, 目前该类储层的改造工艺仍需改进^[22]。

2 不同类型页岩气储层压裂改造难点

2.1 海相深层及盆缘页岩气地应力复杂, 压裂裂缝非均匀扩展现象严重

四川盆地多为旋回叠合盆地, 具有多期构造变动和多级层次结构。构造活动改造与区域地应力场随埋深增加而趋于复杂。埋深小于 $3\,500\text{ m}$, 构造特征主要为平缓向斜和低缓斜坡为主; 埋深大于 $3\,500\text{ m}$ 以低陡构造和低褶构造为主。不同构造样式地应力特征存在差异性, 相同埋深条件下的构造挤压区地应力通常高于宽缓区或拉张区的地应力; 同一构造样式、不同构造位置地应力也不同, 背斜核部往往处于挤压应力状态, 地应力更为集中, 背斜翼部断裂裂缝较发育, 地应力有所释放比核部低。以丁山区块为例, 该区地处林滩场-丁山构造带北西翼, 被多个构造带夹持, 构造变形复杂, 不同区块间及区块内部地应力场分布差异大, 同一口水平井不同压裂段表现出不同地应力特征(拉张应变、挤压应变), 局部地应力方向发生转变, 段间干扰严重、施工压力变化大。图2为丁山区块DYA井各压裂段停泵压力变化, 显示该区应力场分布非均质性较强。

受地应力复杂条件、断裂体系发育影响, 多簇压裂裂缝非均匀起裂和扩展现象严重, 降低缝网覆盖率, 影

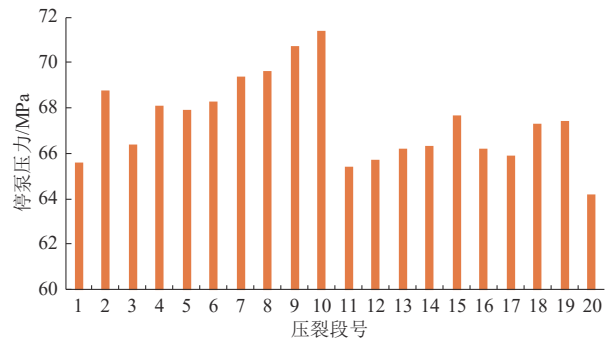


图2 四川盆地丁山区块DYA井全井段停泵压力曲线
Fig. 2 The pressure variation across various stages at pump shutdown in fracturing in well DYA in the Dingshan block, Sichuan Basin

响压裂改造效果和作业效率。另外, 统计结果显示四川盆地主要页岩气区块水平应力差变化范围广, 水平应力差与埋深的整体呈现出正相关趋势(图3)。埋深 $3\,500\text{ m}$ 以浅的中-浅层水平应力差范围集中在 $4.6 \sim 12.5\text{ MPa}$, $3\,500\text{ m}$ 以深的深层水平应力差普遍在 15.0 MPa 以上。随埋深增加, 压裂形成缝网的难度大幅度增加。

2.2 盆缘和构造复杂区天然裂缝发育, 压裂裂缝形态控制难

受构造运动和储层埋深等因素影响, 四川盆地不同区块天然裂缝发育特征差异显著^[23]。主力开发层系志留系龙马溪组底部纹理缝发育而上部欠发育。区域上威荣地区构造简单、天然裂缝不发育, 永川地区构造复杂、天然裂缝较发育; 涪陵焦石坝地区发育高角度缝、低角度缝和层理缝。页岩储层压裂改造实践表明, 天然裂缝与地应力决定裂缝扩展形态。天然裂缝发育压裂有利于形成复杂缝网, 但压裂裂缝形态控制程度差, 压裂液造缝效率低, 改造体积受限。同时, 压裂液向天然裂缝内大量滤

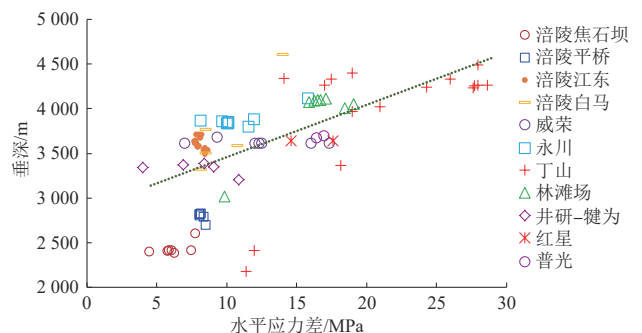


图3 不同区块页岩气埋深与水平应力差关系

Fig. 3 Burial depth vs. horizontal stress difference of shale gas reservoirs in different blocks

失,造缝效率低,造成加砂难度较大、加砂强度低,压后裂缝有效性差,稳产周期较短、递减快。

2.3 陆相和海-陆过渡相页岩气岩相变化快,岩石力学性质差异大

美国海相页岩气储层主要含硅质和灰质脆性矿物,黏土矿物含量低;四川盆地页岩气储层矿物组成多样,黏土矿物含量高(图4)。海相页岩气岩相为硅质/混合质页岩,以四川盆地志留系龙马溪组页岩气为代表,发育厚层富有机质黑色页岩,以硅质页岩为主,深水陆棚沉积。海相新类型页岩气岩相发育硅质页岩和泥质粉砂岩,如寒武系筇竹寺组页岩气。海-陆过渡相页岩气岩相为硅质/混合质/灰质页岩,岩石类型和矿物成分多样。陆相页岩气岩相为黏土质/混合质页岩,黏土矿物含量高。其中,侏罗系自流井组纵向发育多套岩性,如大安寨段和东岳庙段页岩气储层为黑色页岩与薄层介壳灰岩和粉砂岩不等厚互层^[24];千佛崖组储层深灰-灰黑色块状硅质泥岩、黑色纹层状硅质页岩、夹灰色粉砂岩及泥质粉砂岩,偶夹介壳页岩,夹

层厚度普遍在0.5~2.0 m,岩石力学性质差异大(杨氏模量18.4~41.0 GPa),水力裂缝三维扩展困难、控制体积有限。纵向岩性和应力非均质性强,导致缝宽剖面变化快,支撑剂纵向输送难度大。

2.4 常压页岩气压裂闭合应力增加,导致导流能力降低

受构造位置、构造活动期次、断裂特征和流体活动等因素影响,四川盆地盆缘页岩气保存条件极为复杂,地层压力既有常压又有超压(表1)。常压页岩气储层孔隙孔径小,小孔占比高,吸附气占比高,努森效应更显著,导致气体在纳米孔隙中运移微尺度效应更明显、毛细管压力大、压裂后液相返排阻力更大,呈现压后产量低、递减快的典型生产特征,储量高效动用难度大^[26]。同时,相同地层应力条件下,压力系数越低,缝内流体压力偏低,裂缝有效闭合应力增加,支撑裂缝导流能力降低^[27]。

2.5 陆相页岩气储层高含黏土矿物,水化现象严重

与国外页岩气储层相比,四川盆地页岩层系黏土矿物含量较高,陆相页岩储层黏土矿物含量更高,其中复

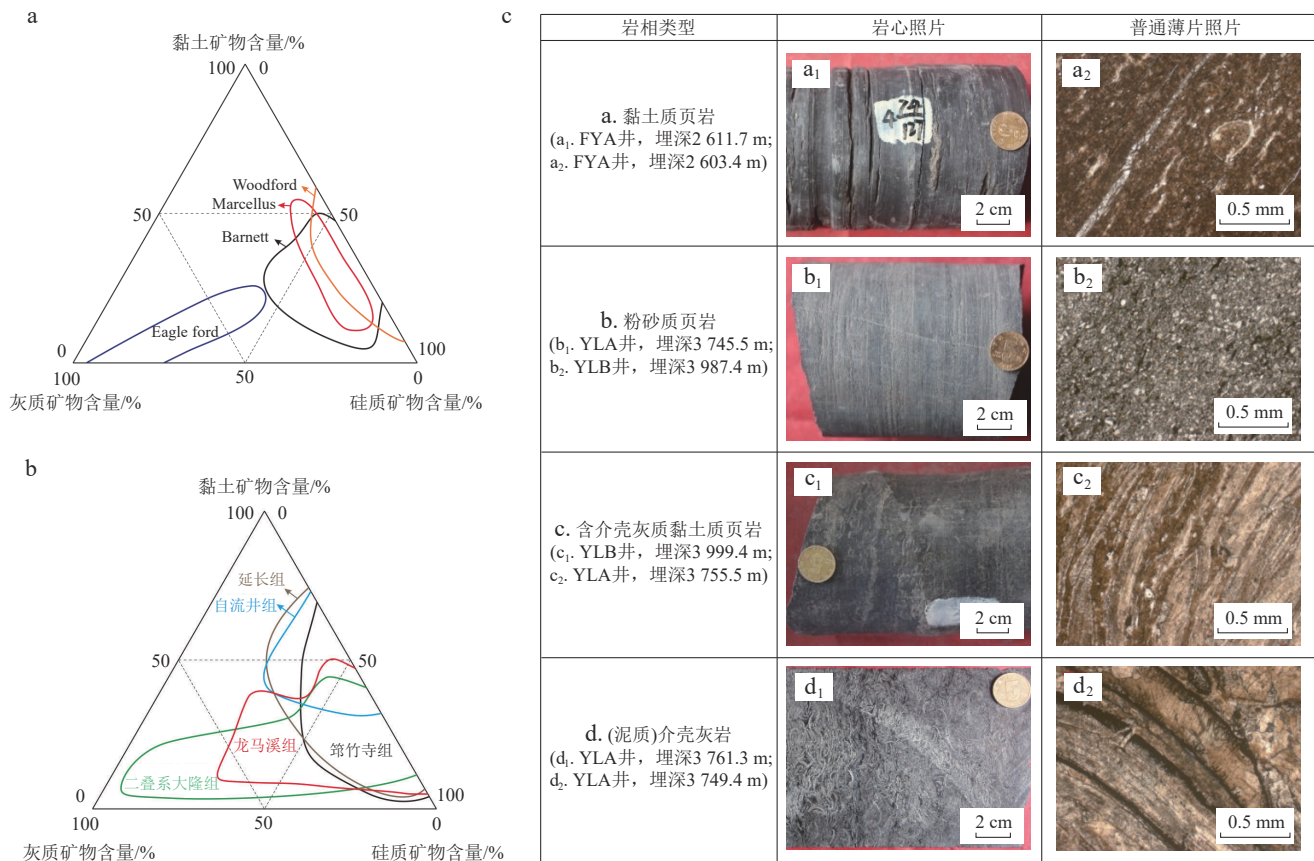


图4 四川盆地页岩气岩相矿物图版

Fig. 4 Lithofacies and minerals of shale gas reservoirs in the Sichuan Basin

a. 美国页岩岩相类型; b. 中国页岩岩相类型; c. 不同类型页岩岩相岩心特征^[24]

兴区块储层黏土矿物含量在43.6%~59.0%,压裂改造面临诸多挑战。页岩的矿物组成一定程度上反映岩石脆性和可压性,黏土矿物含量越高,岩石塑性越强,可压性越差,压裂形成复杂缝网的难度增加^[28],同时伊/蒙混层等水敏性黏土矿物使得页岩储层的水化现象严重^[29-30]。在注入大规模压裂液情况下,高黏土页岩水化膨胀、崩解分散运移,易造成基质内部流体渗流通道的堵塞;压裂裂缝表面页岩骨架在水化作用逐渐松散、破碎,加剧裂缝面的软化,导致支撑剂嵌入量增加、裂缝快速闭合失效,严重影响缝网长效导流能力的保持。

3 压裂难点与技术对策

3.1 地应力对裂缝扩展的影响

基于离散元复杂裂缝扩展模拟技术^[32-33],研究不同水平应力差条件下的诱导应力场和复杂裂缝形态分布规律,发现水平应力差较低时,复杂裂缝的诱导应力扰动范围较大,天然裂缝面上受到的闭合应力较小,并且

随着天然裂缝密度增加,水力裂缝容易激活天然裂缝形成“宽短型”的复杂缝网(图5a,水平应力差较低和天然裂缝密度与压裂裂缝扩展特征)。当水平应力差较高时,复杂裂缝网络的诱导应力扰动范围较小,天然裂缝面上受到的闭合应力较大,天然裂缝难以被激活,水力裂缝趋于穿过天然裂缝扩展,整体上裂缝网络呈窄长型、复杂度较低。同时,天然裂缝发育会造成压裂液滤失量大、缝内净压力显著降低,造缝效率低,因此,天然裂缝发育的储层需要提升施工排量增加缝内净压力,促进多分支缝扩展,同时增加压裂液用量,提高改造体积。

图6为压裂裂缝复杂性与水平应力差模拟结果统计曲线,随着水平应力差由3 MPa逐渐增加到15 MPa,复杂裂缝网络覆盖率由82%逐渐降低到24%,裂缝复杂因子由0.51降低到了0.17,说明水平应力差控制着水力裂缝形态的复杂性。从裂缝复杂性变化曲线来看,可以分为3个阶段:在水平应力差小于6 MPa时,易于形成复杂裂缝,裂缝网络覆盖率较高,裂缝复杂因子随受应力差变化的影响明显;在水平应力差为6~9 MPa时,由复杂裂缝逐渐向简单裂缝过渡;在水平应力差高

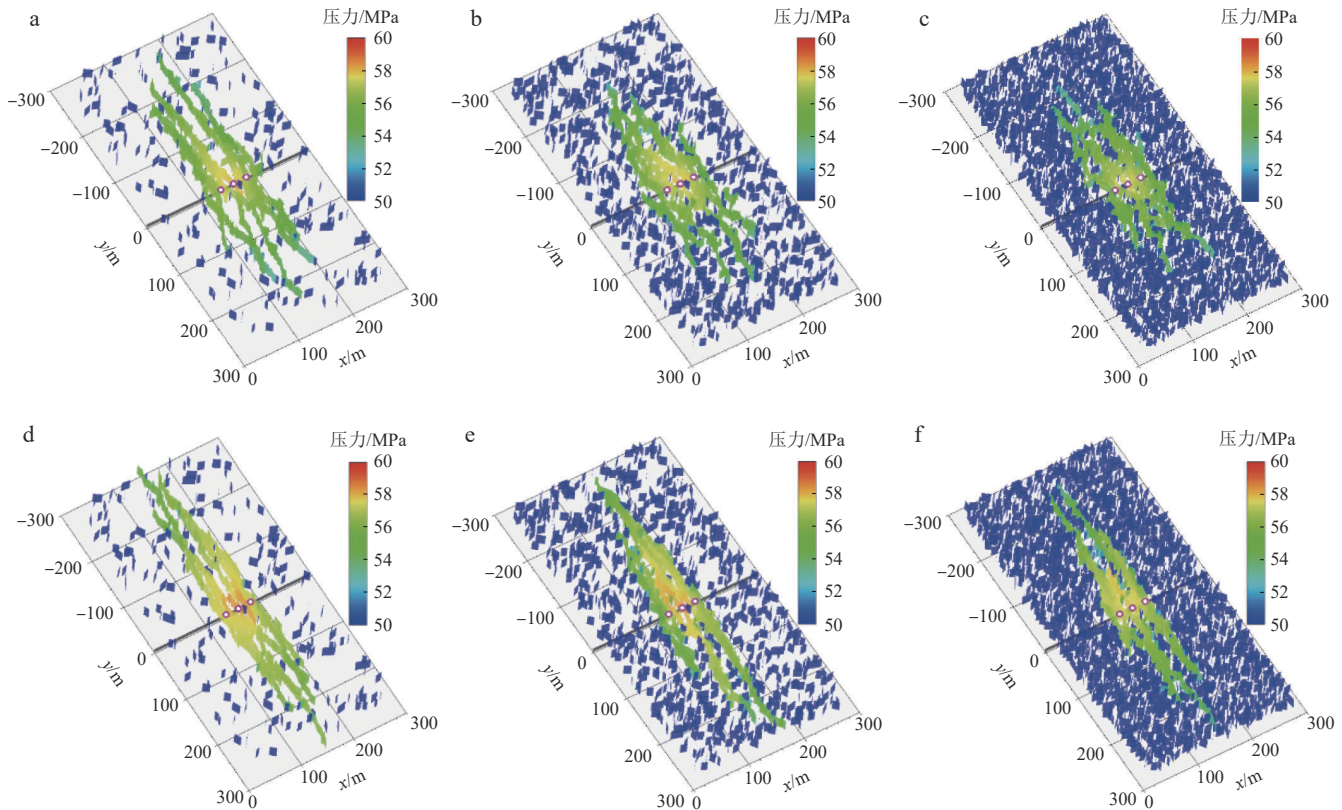


图5 水平应力差和天然裂缝密度与压裂裂缝扩展特征

Fig. 5 Stimulated fracture propagation under different horizontal stress differences and natural fracture densities

- a. 水平应力差3 MPa,天然裂缝密度0.1条/m; b. 水平应力差3 MPa,天然裂缝密度2.5条/m; c. 水平应力差3 MPa,天然裂缝密度5.0条/m;
d. 水平应力差10 MPa,天然裂缝密度0.1条/m; e. 水平应力差10 MPa,天然裂缝密度2.5条/m; f. 水平应力差10 MPa,天然裂缝密度5.0条/m
(x为沿井筒方向,y为沿缝长方向。)

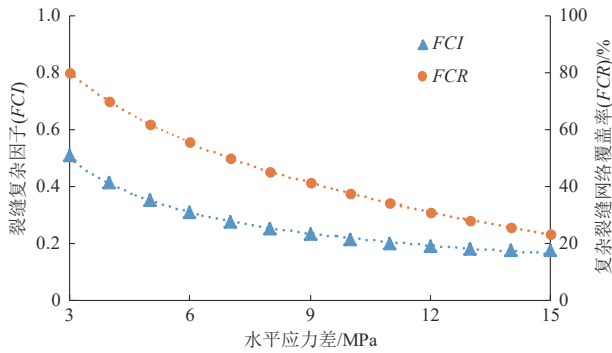


图6 压裂裂缝复杂性与水平应力差关系

Fig. 6 Relationship between stimulated fracture complexity and horizontal stress difference

于9 MPa时趋于形成简单裂缝,裂缝网络覆盖率较低,裂缝复杂因子受应力差变化不明显。

同时,盆缘和深层复杂构造区地应力分布复杂,应力大小和方向差异会导致裂缝呈非对称、非均匀扩展,高应力区的压裂簇裂缝难以起裂扩展,影响储层压裂裂缝覆盖率。采用限流射孔或投球暂堵(图5b),通过增加优势通道孔眼流动摩阻、封堵优势流动孔眼通道,有效提高多簇裂缝扩展的均衡性,大幅度提高压裂裂缝覆盖率^[31]。

3.2 天然裂缝发育对裂缝扩展和支撑剂运移的影响

涪陵页岩气等以细分密切割为核心理念,压裂工艺呈现簇数不断增加、簇间距不断缩短的趋势,目的在于通过高密度布缝,缩短油气渗流距离,追求对储集体的极限控制。但不同类型页岩气储层地质工程条件差异较大,过度追求密切割的做法并非具有普遍适用性。模拟发现射孔簇优化应充分考虑天然裂缝发育密度、产状等地质因素,以实现多簇裂缝的有效扩展。天然

裂缝不发育时,降低簇间距、增大压裂簇数的密切割,有利于实现高密度布缝;天然裂缝发育时,仅靠增加射孔簇数、降低簇间距并不能有效提高布缝密度。射孔簇数过多、簇间距过小,强烈的缝间应力干扰不利于多簇裂缝同时起裂延伸,射孔簇有效率降低且裂缝扩展中趋于合并,导致远井区域缝网复杂程度和压裂裂缝覆盖率降低,改造效果变差(图7)。相反,天然裂缝发育段,通过控制压裂簇数与簇间距,可有效避免簇间裂缝合并,促进多簇裂缝均匀扩展,提高对储集体的控制效果。

将支撑剂颗粒从主裂缝有效的输送到分支裂缝中,是实现多尺度压裂缝网整体有效支撑的关键。研究表明,采用大排量、变黏滑溜水交替泵注可以降低主裂缝砂堤平衡高度,提高支撑剂缝远输送距离。图8a₁和图8a₂显示了复杂裂缝中的支撑剂运移、沉降及堆积过程。支撑剂首先在主裂缝沉降形成堆积层,堆积层高度达到平衡高度后趋于稳定,沿缝长方向逐步延伸。当主裂缝遭到天然裂缝后,在携砂液携带与重力滚动效应作用下转向进入天然裂缝。研究表明主裂缝与天然裂缝缝宽的相对大小是支撑剂转向进入天然裂缝的主控因素,而高黏度压裂液、低砂比、小支撑剂密度与粒径,有利于改善天然裂缝进砂比例。图8b为支撑剂进入天然裂缝百分比的等值线图,随着天然裂缝缝宽增大,支撑剂进入天然裂缝质量占比提高。因此,对于水平应力差异较大的深层页岩储层,天然裂缝开启困难、转向缝宽小,支撑剂进入天然裂缝难度大,采用变黏度滑溜水、变排量、变粒径支撑剂交替注入方式,可以有效提高支撑剂缝远输送距离,同时增加天然裂缝进砂比例。

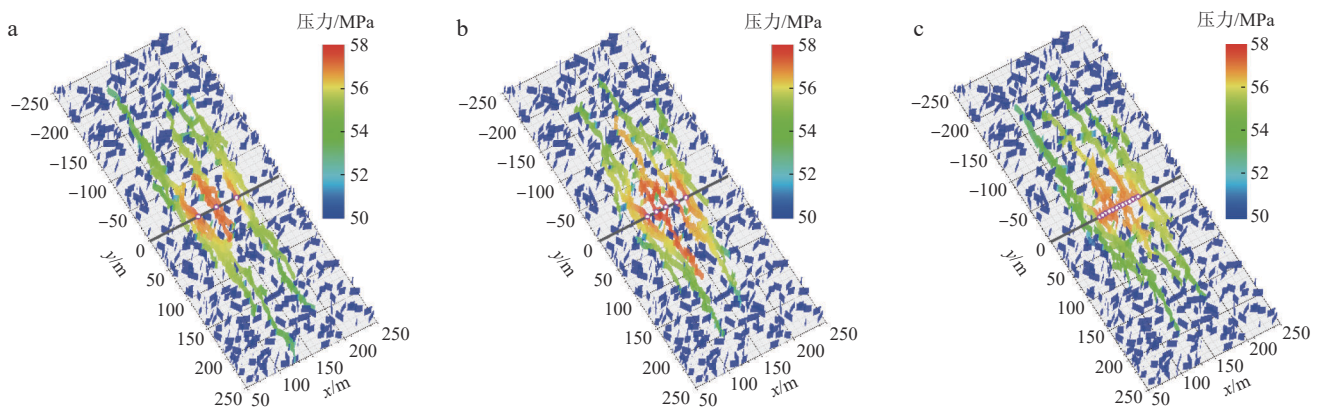


图7 天然裂缝发育时的多簇裂缝合并扩展现象

Fig. 7 Merging and propagation of multiple clusters of fractures in the presence of natural fractures

a. 3簇,簇间距25 m; b. 5簇,簇间距15 m; c. 15簇,簇间距5 m

(x为沿井筒方向,y为沿缝长方向。)

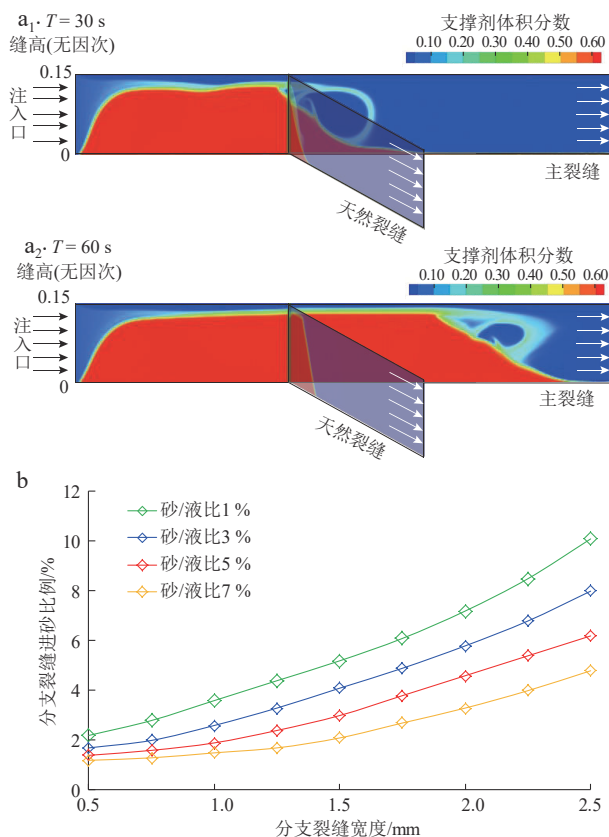


图8 复杂裂缝中支撑剂运移沉降数值模拟分析

Fig. 8 Numerical simulations and analysis of proppant migration and settlement in complex fractures

a_1, a_2 , 主裂缝与天然裂缝内的支撑剂分流与堆积过程(不同时刻);
b, 支撑剂进入天然裂缝的质量占比统计

3.3 高应力隔夹层及纹层对压裂的影响

当储层存在高应力隔夹层时,突破纵向岩性及应力遮挡、实现对整个目的层厚度范围的充分改造和有效支撑是压裂工艺参数设计需要解决的关键问题。从不同条件下的模拟结果来看,采用低黏滑溜水压裂时,缝内净压力不足,压裂裂缝难以突破纵向隔夹层沟通上部储层(图9a)。提高压裂液黏度可有效改善缝高扩展,但高应力隔夹层处形成的裂缝窄口易导致大粒径支撑剂在此处堆积,最终造成上部储层进液不进砂(图9b)。此类裂缝将在生产过程中快速闭合失效,影响上部储层的动用效果。为进一步改善隔夹层上部储层的改造效果,需通过采用更高黏度的压裂液改善纵向上缝宽剖面或采用更小粒径支撑剂降低支撑剂输送难度(图9c)。

页岩储层纹层结构特征显著,水平方向渗透率普遍高于垂直方向。模拟结果显示,不同纹层发育情况下的压裂裂缝形态与支撑剂铺置效果存在显著差别(图10)。相比于纹层弱发育的储层,密集纹层发育的

页岩储层滤失更加严重。压裂施工过程中,压裂液沿高渗透纹层大量滤失,一方面导致液体造缝效率降低,

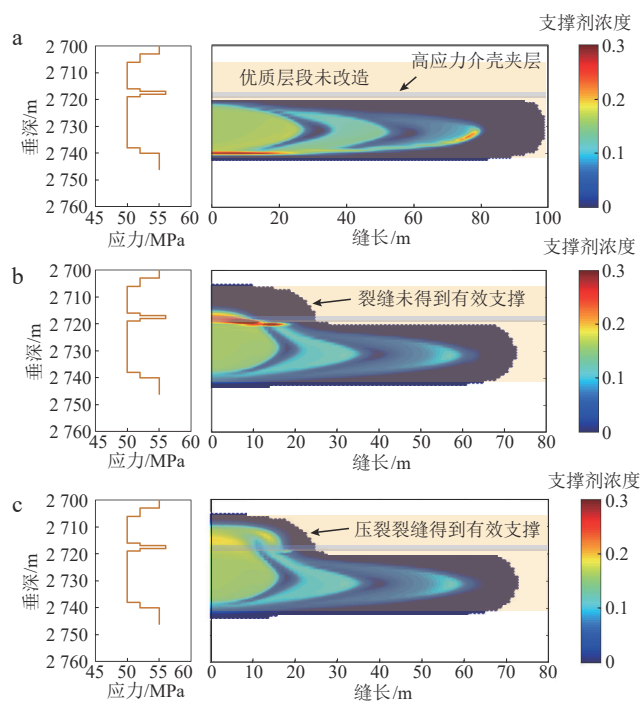


图9 复兴区块高应力隔夹层下的支撑裂缝剖面模拟

Fig. 9 Simulated profiles of propped stimulated fractures in the presence of high-stress baffles and barriers in the Fuxing block

a. 前置 $2.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 低黏滑溜水+40/70目陶粒支撑剂压裂;
b. 前置 $30.0\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 高黏滑溜水+40/70目陶粒支撑剂压裂;
c. 前置 $30.0\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 高黏滑溜水+100目陶粒支撑剂压裂

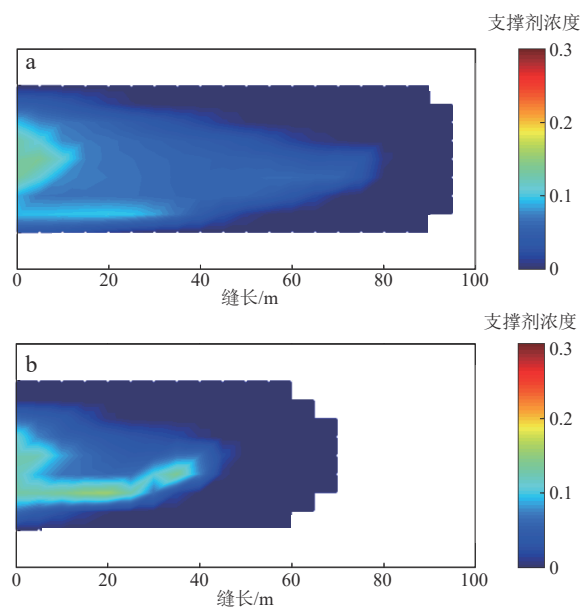


图10 不同纹层发育储层的压裂裂缝形态及支撑剂展布

Fig. 10 Simulated fracture morphologies and proppant distribution in shale reservoirs with different lamina extents

a. 威荣区块,纹层弱发育,滤失量少;b. 焦石坝区块,纹层发育,滤失严重

压裂缝长变短、缝宽变窄;另一方面造成液体的携砂能力降低,支撑剂易发生沉降并在近井裂缝的底部堆积甚至造成砂堵,裂缝长度和高度方向的支撑效果变差。为了提高密集纹层发育储层的改造效果,可以采用的工艺措施包括:①增加高黏液体的用量,降低滤失;②提高排量并适当控制单段射孔簇数,保证单簇进液排量;③增加小粒径支撑剂用量或降低砂比,保证支撑剂的长距离输送。

3.4 压力系数对渗流的影响

与高压页岩气储层相比,常压页岩气储层渗流机理更复杂、有效动用难度更高。常压页岩储层小孔径孔隙比更发育,孔径小于10 nm的孔隙占比50%~70%,页岩纳米孔气体传输主要受压力和纳米孔结构控制,导致气体在纳米孔隙中运移微尺度效应更明显、毛细管压力大,并由于常压储层含气丰度和压力系数低,常压页岩气储层更难实现规模效益开发。同时,常压页岩气储层吸附气含量较高,页岩气衰竭开发过程中易达到解吸压力,使吸附气更早解析出来,生产过程具有产量递减较慢的特征,为此需在长时间内保持裂缝的高导流能力。因此,在常压页岩气储层改造时,需要充分改造储层形成更大的裂缝波及体积,并充分支撑人工裂缝、保持裂缝的长期导流能力,压裂后才能获得理想的产气量。

3.5 高含黏土矿物页岩水化作用对压裂的影响

蒙脱石、伊/蒙混层等黏土矿物晶层吸附水合阳离子,并在表面形成水化膜导致页岩水化膨胀。实验表明,随着水化作用的增强,页岩微观结构变化将会导致页岩不同尺度力学性质的劣化,加剧支撑剂在裂缝表面的嵌入,加速裂缝闭合失效(图11)。若维持裂缝长效支撑,一方面需要降低裂缝面水化伤害,另一方面需要优化压裂加砂工艺。通过优化压裂液体体系的添加剂

(如黏土稳定剂、助排剂、防水锁剂等)类型和用量来抑制页岩水化作用、优选组合粒径支撑剂可以实现缝网多尺度支撑、采用强加砂模式提高裂缝内支撑剂的铺置浓度,是实现页岩气储层压裂缝网长效支撑的关键工艺措施。

4 不同类型页岩气压裂技术与实践

4.1 焦石坝中-浅层海相高压页岩气

四川盆地页岩气,尤其是3 500 m以浅的中-浅层海相页岩气,先后经历评层选区(2006—2009年)、先导实验(2009—2014年)、示范建产(2014—2016年)和规模开发(2017年至今)4个阶段,已形成了较完善的地质评价、优快钻井、体积压裂和高效开发等勘探开发核心技术,成功取得了商业化效益开发。目前,以涪陵焦石坝区块为代表的中-浅层海相页岩气正开展“立体开发+密织井点+人工气藏”技术实践,最大程度提高气田开发整体采收率,水平井井距250~350 m,水平段长1 500~3 000 m,压裂段数20~30,簇间距5~8 m,排量16~18 m³/min,用液强度20~30 m³/m,加砂强度2.5~3.0 m³/m,平均砂比6%~8%。目前,中-浅层海相页岩气开发难点,已由压裂改造挑战转向提高采收率。

4.2 丁山深层海相高压页岩气

丁山背斜构造位于川东南低陡构造带林滩场-丁山构造带,目的层位五峰组-龙马溪组页岩埋深大于4 000 m、优质页岩厚度35.5 m,地层压力系数1.5,水平最小主应力平均103.42 MPa,裂缝开启难度较大,受高应力层影响,裂缝在缝高方向上扩展困难。同时,DY2-1井区断层和天然裂隙较发育,存在套变风险。针对高地应力导致裂缝宽度小、加砂难度大的问题,一

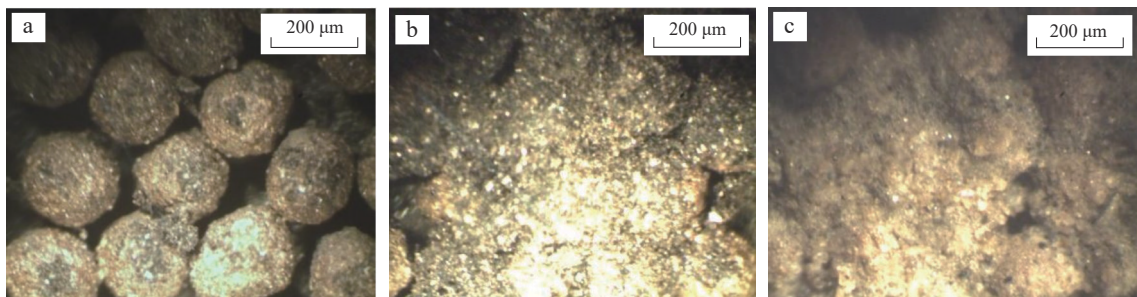


图11 四川盆地龙马溪组不同黏土矿物含量页岩水化后表面支撑剂嵌入对比

Fig. 11 Comparison of proppant embedment onto fracture surfaces after hydration of shales with different clay mineral contents in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin

a. 黏土矿物含量10%; b. 黏土矿物含量30%; c. 黏土矿物含量50%

方面采用前置酸降低地层破裂压力,另一方面优选支撑剂粒径比例和砂比,采用长段塞式加砂模式,并在中-高砂比阶段提升液体黏度;针对纵向高应力层阻碍缝高扩展,设计中降低单段簇数、增加单簇射孔进液量、降低砂比与综合砂液,同时提升前置液黏度并尽可能提高施工排量,促进纵向裂缝扩展。针对微断层及天然裂缝发育段,设计射孔位置远离微断层15~25 m,靠近断层段降低综合砂/液比4%~6%,并在天然裂缝发育段降低施工排量($<15 \text{ m}^3/\text{min}$)、提高70/140目石英砂比例($>40\%$)近井筒暂堵。

DY2-1井采用“多段少簇密切割+大液量高排量增体积+缝口缝内双暂堵转向+段塞式高强度加砂”体积改造工艺模式,针对1530 m水平段长,共计完成32段135簇压裂改造,平均簇间距9.7 m,用液强度 $37.2 \text{ m}^3/\text{m}$ 、加砂强度 $3.3 \text{ m}^3/\text{m}$,主体施工排量18~20 m^3/min 。本井压后测试产量 $55 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,为该区页岩气井压后最高产能,实现了川东南丁山区域页岩气的高效开发。

4.3 井研-犍为海相新类型页岩气

井研-犍为区块位于四川盆地川西南平缓构造带铁山-威远构造带,其目的层位为筇竹寺组页岩,埋深3235~3591 m,地层压力系数1.5。JS103井为该区域一口预探井,该井穿行层段裂缝不发育,整体上水平段裂缝欠发育。同时该井目标层段中部应力较低,中

部与上部存在应力夹层,差应力超过9.0 MPa,中部与下部存在厚度较大的应力遮挡,应力差超过10.2 MPa,压裂改造缝高延伸难,改造体积受限。针对天然裂缝欠发育,采用细分密切割压裂工艺,提高人工裂缝密度、增加改造后泄气面积;针对隔层应力大,采用多段少簇、超大规模压裂模式以增大缝长及改造体积,同时提升压裂液黏度以突破应力遮挡、改善纵向缝宽剖面,降低支撑剂粒径(以70/140目石英砂为主),降低支撑剂输送难度,实现压裂裂缝全支撑。

JS103井采用“多段少簇密切割+高强度、组合粒径支撑剂、循环连续加砂+变黏滑溜水体系”压裂改造模式,针对2015 m水平段长,共计完成26段110簇压裂改造,平均段间距21 m,簇间距5.5~20 m,用液强度 $39.5 \text{ m}^3/\text{m}$,加砂强度 $3.2 \text{ m}^3/\text{m}$,平均砂比8.3%。通过前置阶段微地震监测分析,前置阶段对缝长分布62~223 m、缝高分布8~67 m,纵向上裂缝的缝高扩展得到有效改善(图12)。前置阶段结束,缝长继续扩展,缝高方向小幅度扩展,表明前置胶液对于扩缝高有着明显作用。本井压裂后测试无阻流量 $53.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,是四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气勘探首次重大突破。

4.4 林滩场深层海相常压页岩气

林滩场背斜构造位于盆地边缘齐岳山推覆构造断裂发育带,目的层位五峰组-龙马溪组页岩横向展布

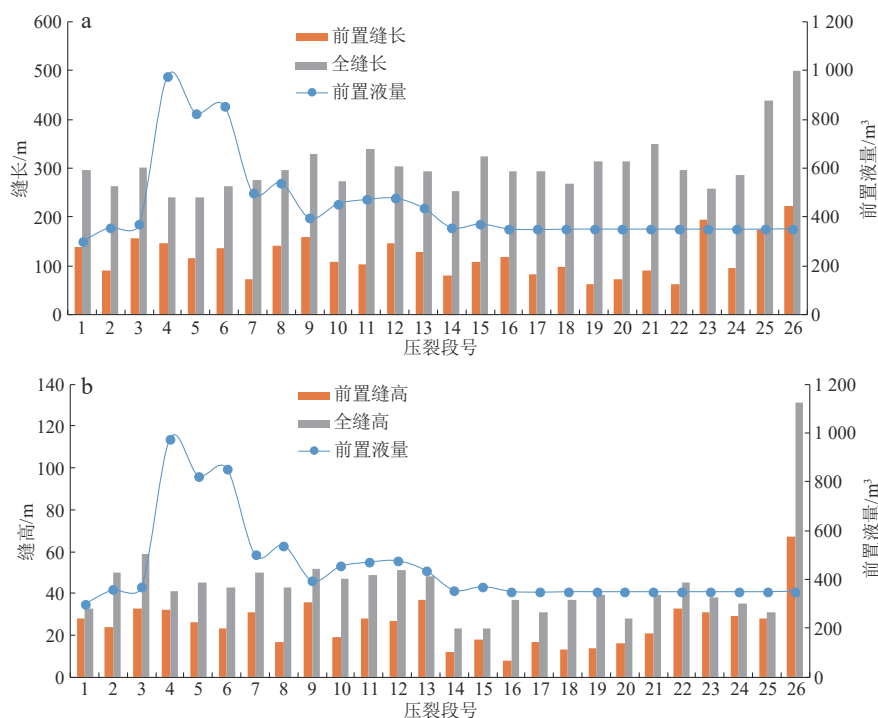


图12 井研-犍为JS103井前置液量与缝长(a)、缝高(b)对应关系

Fig. 12 Relationships of preflush volume with the length (a) and height (b) of stimulated fractures in well JS103 in Jingyan-Jianwei area

稳定,厚度80~106 m,储层埋深大于4 000 m,地层压力系数1.1,为深层常压页岩气储层。受挤压构造应力影响,地层应力高,两向水平应力差异显著(15.2~19.5 MPa),压裂施工及形成复杂缝网的难度较大。前期探井LY1井压裂施工过程中出现施工压力高、加砂难度大、返排困难的现象,压后未达到工业气流。同时,各压裂段施工压力变化大,反映了储层地应力分布的非均匀性,后期在南端构造核部完钻LY3井。地震极大似然体叠合分析储层整体天然裂缝弱发育,但存在5个可能裂缝发育区。针对天然裂缝不发育区,单段射孔簇数增加至6簇,簇间距降低至6~8 m,以黏度3~10 mPa·s的低-中黏度滑溜水与40/70目陶粒为主,提高裂缝密度;针对天然裂缝发育区,采用单段3~5簇射孔模式,簇间距增加至10~15 m,通过增加黏度15~30 mPa·s高黏滑溜水以及100/200目石英砂与70/140目陶粒小粒径支撑剂用量,实现降低滤失和平稳加砂。同时,配合暂堵剂、暂堵球对裂缝非均匀起裂与扩展进行调控,提高压裂裂缝覆盖率与裂缝复杂程度。

LY3井采用“多段多簇细分密切割+一体化变黏滑溜水+变排量+多粒径组合强加砂+堵球、堵剂双暂堵”压裂改造模式,针对1 500 m水平段长,共计完成28段130簇压裂改造,平均簇间距7.8 m,用液强度34 m³/m、加砂强度2.4 m³/m,综合砂比7.16%。微地震监测结果表明,暂堵前、后的裂缝非均匀扩展得到明显改善(图13)。压后产剖测试表明,每米产气较高区域与天然裂缝发育区具一定一致性。本井压后测试产量17.2×10⁴ m³/d,与邻井LY1井相比产量提高4倍,实现赤水深层常压页岩气突破。

4.5 普光大隆组海-陆过渡相页岩气

普光雷音铺构造位于四川盆地川东褶皱带黄金口

构造带,目的层位大隆组页岩展布相对稳定、埋深3 500~4 600 m,地层压力系数1.6,为深层超压页岩气储层。LYE1井为该区的水平预探井,目的层位为二叠系大隆组隆一段页岩,厚58 m,水平最小主应力96.4 MPa,水平应力差9.7 MPa,杨氏模量41.6 GPa,泊松比0.24。由于该储层地应力高,弹性模量和泊松比高,压裂形成的裂缝宽度小,导致加砂难度较大。同时,层间发育了多套灰质应力隔层(6~7 MPa),缝高向下穿层扩展难度大,也为该层位的有效改造动用带来挑战。针对形成的裂缝宽度小、加砂困难问题,优选不同粒径支撑剂比例和砂比(包括70/140目粉砂、70/140目陶粒、40/70目陶粒和30/50目陶粒粒径),增强不同粒径支撑剂进入各级裂缝的能力,并整体提升液体黏度,增加缝宽和支撑剂输送距离;针对多套灰质应力隔层发育,优化液体黏度及泵注方式,前置黏度60~80 mPa·s交联滑溜水,以增加裂缝扩展高度,主体以黏度3~10 mPa·s低黏滑溜水与12~18 mPa·s高黏滑溜水为主,并尽可能提高施工排量,提升缝内净压力,增加裂缝改造体积。

LYE1井采用“多段少簇聚能+前置胶液纵向扩缝+大排量高液量+组合粒径高强度铺置”改造工艺模式,共计完成25段87簇压裂改造,主体簇间距平均10.7 m,段间距平均18 m,主体排量12~16 m³/min,加砂强度3.7 t/m,用液强度62.4 m³/m。该井压后获日产42.6×10⁴ m³高产页岩气流,实现了四川盆地二叠系大隆组新层系页岩气勘探重大突破。

4.6 普光千佛崖组陆相页岩气

PLY1井位于四川盆地川东断褶带黄金口构造带普光东向斜,为该区的一口预探水平井,目的层位为千佛崖组一段陆相页岩,埋深3 393 m,地层压力系数

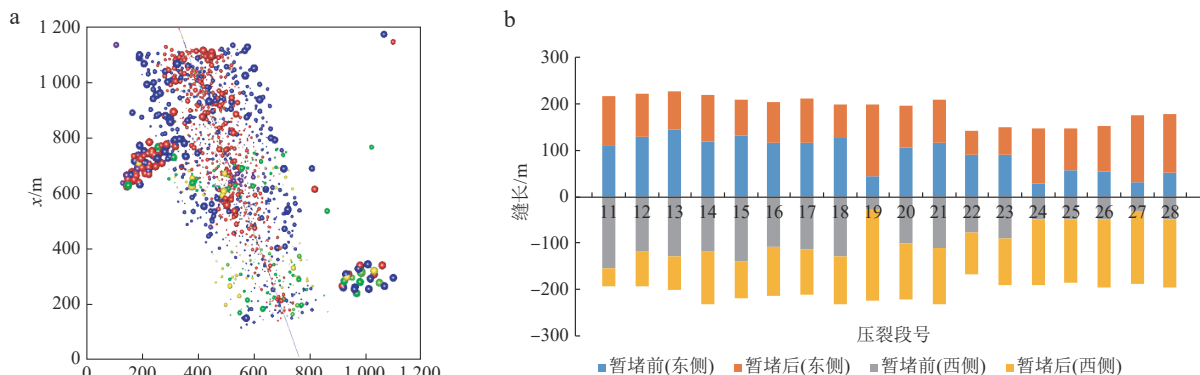


图13 林滩场区块LY3井压裂暂堵工艺对裂缝非对称扩展的控制效果

Fig. 13 Controlling effects of temporary plugging diversion technology on asymmetric fracture propagation in well LY3 in the Lintanchang block

a. 第11—28段压裂微地震监测结果;b. 第11—28段暂堵压裂前、后东、西两侧压裂缝长变化

1.3, 水平段杨氏模量为 23.3 ~ 48.6 GPa, 泊松比为 0.20 ~ 0.25, 力学脆性指数为 0.39 ~ 0.60, 最小水平主应力为 56.8 ~ 74.0 MPa (均值 67.0 MPa), 水平应力差 8.5 MPa。目的层纵向多岩性互层, 岩相力学性质差异大, 灰质介壳纹层密集发育, 裂缝纵向延伸困难。同时, 黏土矿物含量达 53.2%, 储层敏感性强。针对岩性纵向非均质性较强、介壳层导致纵向延伸困难, 采用“酸预处理+超高黏滑溜水扩缝+定向射孔+快提排量”促进纵向穿层; 针对黏土矿物含量高, 优选防膨剂长效防膨。

PLY1 井水平段长 1 431 m, 采用“多段多簇密切割+多级双暂堵+定向射孔+一体化变黏防膨滑溜水”改造工艺模式, 完成 23 段 113 簇压裂改造, 主体簇间距平均 8.8 m, 段间距平均 20 m, 主体排量 12.0 ~ 16.5 m³/min, 加砂强度 3.9 t/m, 用液强度 37.9 m³/m, 平均砂/液比 6.9%。该井压后获日产气 10.4 × 10⁴ m³、日产油 1.3 t 的工业油气流, 取得了川东北湖相页岩气勘探突破。

5 讨论

1) 四川盆地及盆缘页岩气地质条件的复杂性与多样性, 多尺度天然裂缝及空间地应力预测的准确性直接决定压裂优化设计的针对性。现有方法从地球物理、地质、测井和地质力学等多学科的角度出发, 实现了对天然裂缝分布、空间应力状态的刻画, 但针对相对较薄的优质页岩层储层参数预测、小尺度裂缝预测以及地应力空间分布等预测的精度依然不够。同时, 现有三维地质力学建模方法目前尚不完善, 主要利用静态参数开展区域应力场建模, 尚需要进一步考虑压裂施工到生产过程中的动态变化, 为压裂模拟与参数优化设计提供基础模型。

2) 深化复杂岩相特征页岩与应力环境下的压裂裂缝扩展规律, 应进一步加强微幅构造、非均匀应力分布、多尺度密集交互弱面、各向异性岩石力学性质与纵向多岩相组合等因素对页岩三维复杂裂缝扩展的影响规律研究, 探索适合不同地质条件、不同类型页岩的人工裂缝调控技术, 提高压裂改造效果。同时, 充分考虑大液量压裂施工引起的局部应力场变化, 探索压裂过程中段间、井间地应力场动态演化规律, 攻关四维地质力学-裂缝扩展-渗流耦合模拟技术, 实现页岩气藏应力场、孔隙压力场等四维动态刻画, 为水平井平台多层布井立体压裂作业模式优化提供关键手段。

3) 页岩储层内压裂液、地层水和气多种流体共存, 多尺度人工裂缝、微裂缝和纳米孔隙基质等流体分布与运移存在空间不均匀性, 页岩气储层复杂多重介

质内渗流机理复杂。另外, 压裂液与页岩水化作用诱发页岩不同尺度力学性质的劣化, 再加上开发过程中储层流体压力的不断下降, 有效应力的增大会导致裂缝逐渐闭合, 生产过程中渗流通道时变。现有页岩气藏模拟方法需要进行有针对性的创新和修正, 从而适应常压、高压等不同类型页岩气藏高精度 EUR (单井评估最终可采储量) 预测需求, 通过合理布井、布缝, 最大限度提高储层动用程度。

6 结论

1) 对比四川盆地已探明页岩气区块地质工程参数特征, 从效益开发角度出发, 依据沉积类型和岩相组合特征、埋藏深度和压力系统, 划分 6 种类型页岩气, 即海相中-浅层 (深度 < 3 500 m) 超压页岩气、海相深层 (深度 > 3 500 m) 超压页岩气、海相深层常压页岩气、海相新类型页岩气、海-陆过渡相深层超压页岩气和陆相中-浅层超压页岩气。

2) 分析天然裂缝发育、地应力场剧烈变化、高含黏土矿物、发育夹层和纹层等是影响和制约不同类型页岩气储层压裂效果的关键共性问题。压裂机理和实验研究表明: ①天然裂缝发育及复杂的地应力分布会导致压裂裂缝非均匀扩展和裂缝合并现象, 优化射孔参数和采用暂堵工艺可有效调控裂缝形态, 提高改造体积; ②夹层和纹层则影响缝高纵向扩展和支撑剂的运移铺置, 提高前置高黏压裂液和小粒径支撑剂用量, 有利于裂缝纵向穿层与支撑剂均衡支撑; ③高黏土页岩强水化作用会导致页岩力学性质劣化和加剧支撑剂嵌入, 优化压裂液体系添加剂类型和用量可抑制页岩水化作用。

3) 探索并形成不同类型页岩气水平井体积压裂工艺技术对策模式, 如: ①水平最小主应力高且裂缝发育的深层海相高压页岩气, 采用“多段少簇密切割+大液量高排量增体积+缝口缝内双暂堵转向+段塞式高强度加砂”; ②水平两向应力差异大且裂缝发育的盆缘深层海相常压页岩气, 采用“多段多簇细分密切割+一体化变黏滑溜水+变排量+多粒径组合强加砂+堵球、堵剂双暂堵”; ③泥质粉砂岩海相新类型页岩气, 采用“多段少簇密切割+高强度、组合粒径支撑剂、循环连续加砂+一体化变黏滑溜水体系”; ④灰质应力隔层发育的海-陆过渡相页岩气, 采用“段内少簇聚能+前置胶液纵向扩缝+大排量高液量+组合粒径高强度铺置”; ⑤高含黏土矿物的陆相页岩气, 采用“酸预处理+超高黏滑溜水扩缝+定向射孔+快提排量”, 同时优选滑溜水防膨剂长效防膨、保护储层。上述模式应用效

果显著,已大幅度提高单井产能,为复杂类型页岩气高效压裂和效益开发提供借鉴。

参 考 文 献

- [1] 孙焕泉,周德华,蔡勋育,等. 中国石化页岩气发展现状与趋势[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 14-26.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [2] 王光付,李凤霞,王海波,等. 四川盆地非常规气藏地质-工程一体化压裂实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1221-1237.
WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Application of an integrated geology-reservoir engineering approach to fracturing in unconventional gas reservoirs, Sichuan Basin and some insights[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1221-1237.
- [3] 董大忠,施振生,管全中,等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 67-76.
DONG Dazhong, SHI Zhensheng, GUAN Quanzhong, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 67-76.
- [4] 郭彤楼,熊亮,雷炜,等. 四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 45-59.
GUO Tonglou, XIONG Liang, LEI Wei, et al. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, South Sichuan Basin: Progress, challenges and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 45-59.
- [5] 张君峰,周志,宋腾,等. 中美页岩气勘探开发历程、地质特征和开发利用条件对比及启示[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1687-1701.
ZHANG Junfeng, ZHOU Zhi, SONG Teng, et al. Comparison of exploration and development history, geological characteristics and exploitation conditions of shale gas in China and the United States and its enlightenment[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1687-1701.
- [6] 郭彤楼,熊亮,叶素娟,等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践——四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 24-37.
GUO Tonglou, XIONG Liang, YE Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: Insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 24-37.
- [7] 郭旭升,蔡勋育,刘金连,等. 中国石化“十三五”天然气勘探进展与前景展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 12-22.
GUO Xusheng, CAI Xunyu, LIU Jinlian, et al. Natural gas exploration progress of Sinopec during the 13th Five-Year Plan and prospect forecast during the 14th Five-Year Plan[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 12-22.
- [8] 李国辉,苑保国,朱华,等. 四川盆地超级富气成因探讨[J]. 天然气工业, 2022, 42(5): 1-10.
LI Guohui, YUAN Baoguo, ZHU Hua, et al. Genesis of super-rich gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 1-10.
- [9] 王濡岳,胡宗全,董立,等. 页岩气储层表征评价技术进展与思考[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 54-65.
WANG Ruyue, HU Zongquan, DONG Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 54-65.
- [10] 郭旭升,胡东风,李宇平,等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考: 以四川盆地龙马溪组 and 自流井组大安寨段为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 18-28.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: A case study in shales of Longmaxi Formation and Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 18-28.
- [11] 郭旭升,胡东风,黄仁春,等. 四川盆地深层-超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1-14.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1-14.
- [12] 邹才能,赵群,董大忠,等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(12): 1781-1796.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [13] 马新华,谢军,雍锐,等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 841-855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 841-855.
- [14] 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.
- [15] 何希鹏,张培先,房大志,等. 渝东南彭水-武隆地区常压页岩气生产特征[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 72-79.
HE Xipeng, ZHANG Peixian, FANG Dazhi, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area, southeast Chongqing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 72-79.
- [16] 张全林,邓虎成,熊亮,等. 四川盆地龙马溪组页岩储层特征差异性探讨——以威远与涪陵地区为例[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2016, 13(17): 1-7, 75.
ZHANG Quanlin, DENG Hucheng, XIONG Liang, et al. Analysis of shale reservoir difference of Longmaxi Formation in Sichuan Basin——By taking Weiyuan and Fuling areas for example [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2016, 13(17): 1-7, 75.

- [17] 陆亚秋, 梁榜, 王超, 等. 四川盆地涪陵页岩气田江东区块下古生界深层页岩气勘探开发实践与启示[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 241–250.
LU Yaqiu, LIANG Bang, WANG Chao, et al. Shale gas exploration and development in the Lower Paleozoic Jiangdong block of Fuling gas field, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 241–250.
- [18] 庞河清, 熊亮, 魏力民, 等. 川南深层页岩气富集高产主要地质因素分析——以威荣页岩气田为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(S1): 78–84.
PANG Heqing, XIONG Liang, WEI Limin, et al. Analysis of main geological factors for high yield and enrichment of deep shale gas in southern Sichuan: Taking Weirong shale gas field as an example[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(S1): 78–84.
- [19] 郭旭升, 胡宗全, 李双建, 等. 深层—超深层天然气勘探研究进展与展望[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 461–474.
GUO Xusheng, HU Zongquan, LI Shuangjian, et al. Progress and prospect of natural gas exploration and research in deep and ultra-deep strata[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 461–474.
- [20] 李进, 张洪安, 王学军, 等. 高演化湖相页岩储层特征及其主控因素——以普光地区中侏罗统千佛崖组千一段为例[J]. 断块油气田, 2021, 28(1): 1–8.
LI Jin, ZHANG Hongan, WANG Xuejun, et al. Reservoir characteristics of high-evolution lacustrine shale and its main controlling factors: A case study of the 1st member of Qianfoya Formation of Middle Jurassic in Puguang area[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(1): 1–8.
- [21] 王鹏威, 刘忠宝, 李雄, 等. 川东红星地区上二叠统吴家坪组页岩发育特征及其页岩气富集意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1102–1114.
WANG Pengwei, LIU Zhongbao, LI Xiong, et al. Development of the Upper Permian Wujiaping shale in Hongxing area, eastern Sichuan Basin, and its significance to shale gas enrichment[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1102–1114.
- [22] 郭旭升, 魏志红, 魏祥峰, 等. 四川盆地侏罗系陆相页岩油气富集条件及勘探方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 14–27.
GUO Xusheng, WEI Zhihong, WEI Xiangfeng, et al. Enrichment conditions and exploration direction of Jurassic continental shale oil and gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 14–27.
- [23] 王濡岳, 胡宗全, 周彤, 等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩裂缝发育特征及其控储意义[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1295–1306.
WANG Ruyue, HU Zongquan, ZHOU Tong, et al. Characteristics of fractures and their significance for reservoirs in Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1295–1306.
- [24] 胡宗全, 王濡岳, 刘忠宝, 等. 四川盆地侏罗统陆相页岩气源储特征及耦合评价[J]. 地学前缘, 2021, 28(1): 261–272.
HU Zongquan, WANG Ruyue, LIU Zhongbao, et al. Source-reservoir characteristics and coupling evaluations for the Lower Jurassic lacustrine shale gas reservoir in the Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2021, 28(1): 261–272.
- [25] 郭彤楼, 蒋恕, 张培先, 等. 四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 837–845.
GUO Tonglou, JIANG Shu, ZHANG Peixian, et al. Progress and direction of exploration and development of normally-pressured shale gas from the periphery of Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 837–845.
- [26] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 常压页岩气勘探开发关键技术进展及攻关方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(6): 1–14.
HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Progress in and research direction of key technologies for normal-pressure shale gas exploration and development[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(6): 1–14.
- [27] 郭彤楼, 何希鹏, 曾萍, 等. 复杂构造区页岩气藏地质特征与效益开发建议——以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1490–1500.
GUO Tonglou, HE Xipeng, ZENG Ping, et al. Geological characteristics and beneficial development scheme of shale gas reservoirs in complex tectonic regions: A case study of Wufeng-Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1490–1500.
- [28] 李宁, 金之钧, 张士诚, 等. 水/超临界二氧化碳作用下的页岩微观力学特性[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 872–882.
LI Ning, JIN Zhijun, ZHANG Shicheng, et al. Micro-mechanical properties of shale due to water/supercritical carbon dioxide-rock interaction [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 872–882.
- [29] 曾凡辉, 张蕾, 郭建春, 等. 页岩水化及水锁解除机制[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 646–653.
ZENG Fanhui, ZHANG Qiang, GUO Jianchun, et al. Mechanisms of shale hydration and water block removal [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 646–653.
- [30] LI Ning, JIN Zhijun, WANG Haibo, et al. Investigation into shale softening induced by water/CO₂-rock interaction [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2023, 161: 105299.
- [31] 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 Tong, CHEN Ming, ZHANG Shicheng, 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.
- [32] 周彤, 王海波, 李凤霞, 等. 层理发育的页岩气储集层压裂裂缝扩展模拟[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 1039–1051.
ZHOU Tong, WANG Haibo, LI Fengxia, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in laminated shale reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 1039–1051.
- [33] ZOU Yushi, ZHANG Shicheng, ZHOU Tong, et al. Experimental investigation into hydraulic fracture network propagation in gas shales using CT scanning technology [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2016, 49(1): 33–45.