

引用格式:葛忠伟,欧阳嘉穗,王同,等.永川深层页岩气田储层特征及富集规律研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):29-37.

Ge Zhongwei, Ouyang Jiasui, Wang Tong, et al. Reservoir characteristics and enrichment rule of Yongchuan Deep Shale Gas Field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 29-37.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.005

永川深层页岩气田储层特征及富集规律研究

葛忠伟,欧阳嘉穗,王同,周静,郭卫星,靳利超

(中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川成都610041)

摘要:永川深层页岩气田经过多年的勘探开发一体化实践,取得了一定的油气成果,但总体表现出不同构造区气井测试产能差异大的特征,制约了该区规模增储及效益开发。为落实该区的高产富集区带,明确勘探开发攻关方向,通过开展构造样式及断裂分布规律的精细刻画,储层特征精细描述,结合地层压力特征及生产规律分析,总结出该区深层页岩气富集的关键因素包括:厚大且稳定展布的优质页岩储层、有利的构造样式、断而不破的小规模断层、相对发育的天然裂缝、相对较大的埋深和良好的顶底板封堵能力。该区整体具有较高的含气丰度和良好的资源规模。

关键词:富集规律;储层特征;优质页岩储层;深水陆棚;深层页岩气

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Reservoir characteristics and enrichment rule of Yongchuan Deep Shale Gas Field

Ge Zhongwei, Ouyang Jiasui, Wang Tong, Zhou Jing, Guo Weixing, Jin Lichao

(Exploration and Development Institute, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: After years of exploration and development integration practice, some achievements have been made in Yongchuan Deep Shale Gas Field. However, there is a big difference in productivity of gas well tests in different structural areas, restricting the scale of reserve increment and benefit development. In order to realize a high-yield and enrichment zone in this area and make clear the direction of exploration and development, the key factors of shale gas enrichment in the deep layer of this area, including thick and stable high-quality shale reservoir, favorable structural style, small scale faults without crush, relatively developed natural fractures, relatively large buried depth and good sealing capacity of roof and floor, are summarized through detailed characterization of structural styles and fault distribution rules, detailed description of reservoir characteristics, and analysis of formation pressure characteristics and production rules. In general, this area has high gas abundance and good resource scale.

Key words: enrichment rule, reservoir characteristics, high quality shale reservoir, deep water shelf, deep shale gas

永川深层页岩气田主体位于重庆市(图1),该区于2006年实施二维地震勘探7条,满覆盖长度103.22 km,一次覆盖长度170.54 km。2009年,开展针对川南海相页岩层系的选区评价工作,明确了永川有利目标区。2015年部署实施了A1井并获得勘探突破,后续跟进实施一批钻井,进一步查明了地质条件,夯实了资源基础。2019年提交了南部向斜区230余亿立方米探明储量,并启动了 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 的产

能建设,实现了该区储量和产量的快速增长。但研究区的中部背斜区和北部向斜区勘探开发始终未能取得实质性的进展,受断裂复杂构造带及埋深4 000 m压裂工艺技术的影响,测试产量 $(6.08 \sim 7.34) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,整体偏低,制约了该区整体开发建产。而相邻的中国石油探区在相同地质背景条件下,却不断取得油气重大突破和进展,因此,加强地质特征研究,明确高产富集主控因素,是指导该区下步油气勘探开发

收稿日期:2020-10-23。

第一作者简介:葛忠伟(1982—),男,硕士,高级工程师,主要从事页岩气地质综合评价等工作。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail:gezongwei.xnyq@sinopec.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“南海相页岩气勘探潜力与目标评价”(2017ZX05036-003)。

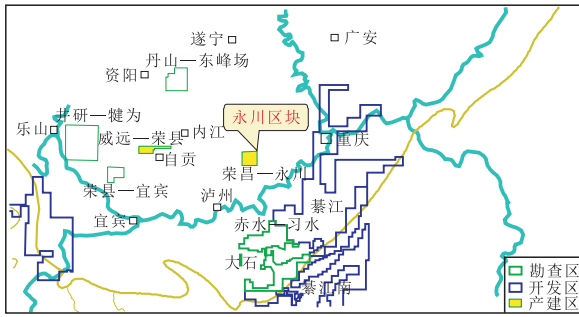


图1 研究区位置

Fig. 1 Location of study area

突破的关键。为明确该区下步勘探开发突破方向,开展了储层特征及富集主控因素的分析。

1 基本地质特征

1.1 页岩气保存条件分析

研究区位于川东南低缓褶皱带,构造表现为“两凹夹一隆”的特征(图2),“两凹”为中部新店子背斜两侧的石盘铺向斜和来苏向斜,“一隆”为中部新店子背斜。构造形态为一北东向长轴背斜,其东部与东山背斜相连,东南部与黄瓜山背斜相望,西部与古佛山背斜相接,北部与西山背斜鞍部相连。纵向上表现为“三变形层+坡坪式断层”的构造样式(图3),由于滑脱层的发育,断裂对目的层未起到明显的破坏,页岩气保存条件良好^[1]。

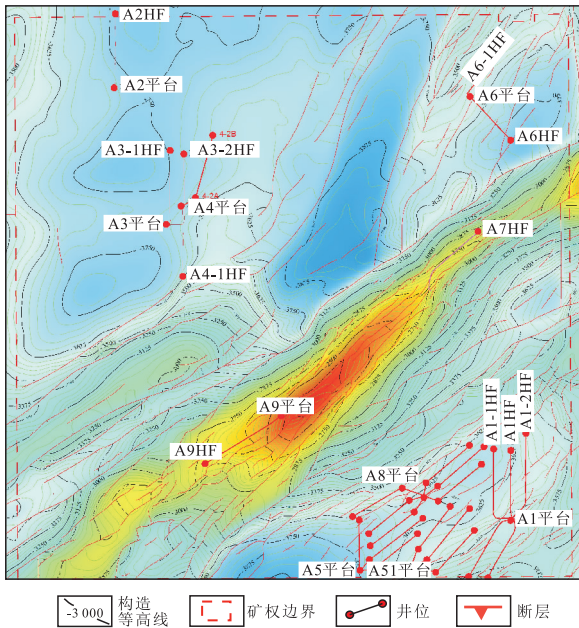


图2 研究区五峰组底面构造

Fig. 2 Bottom structural of Wufeng Formation in study area

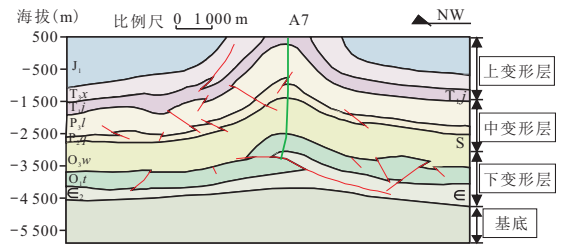


图3 研究区典型构造样式

Fig. 3 Typical structural style of study area

1.2 深水陆棚相优质页岩储层

五峰组—龙马溪组整体为深水陆棚相沉积。依据岩相组合特征、古生物特征、地球化学特征、测井特征等分析,可分为2类沉积亚相,即深水陆棚亚相及浅水陆棚亚相。浅水陆棚发育在龙马溪组二段及三段,为贫有机质的灰色泥页岩。深水陆棚亚相发育在五峰组—龙马溪组一段,为富含有机质的暗色页岩。自下而上可将深水陆棚亚相进一步划分为6类沉积微相:生物硅质页岩深水陆棚微相、黏土质硅质页岩深水陆棚微相、硅质黏土质页岩深水陆棚微相、钙质黏土页岩深水陆棚微相、含钙黏土页岩深水陆棚微相、黏土页岩深水陆棚微相。

纵向上,自下而上沉积微相演化序列为:生物硅质页岩深水陆棚微相—硅质黏土质页岩深水陆棚微相—硅质黏土质页岩深水陆棚微相—钙质黏土页岩深水陆棚微相—含钙黏土页岩深水陆棚微相—黏土页岩深水陆棚微相(图4)。在相序演化序列中黏土含量逐渐增加,硅质含量逐渐减少,有机质含量和孔隙度呈逐渐降低的趋势,密度逐渐增加。

横向上,5类微相展布稳定。生物硅质页岩深水陆棚微相、黏土质硅质页岩深水陆棚微相、硅质黏土质页岩深水陆棚微相、钙质黏土页岩深水陆棚微相、含钙黏土页岩深水陆棚微相由南东至北西厚度略有减薄,由A1井69.5 m减薄至A2井52 m。

1.3 地层沉积的纵向分层性特征

研究区五峰组—龙马溪组整体划分为SQ1—SQ3三级层序,包含4个三级层序界面,以及3个体系域界面。SQ1为五峰组,厚6.5~7.5 m;SQ2为龙马溪组下部的龙一段,厚77~119 m;SQ3为龙马溪组下部的龙二段和龙三段,厚281.5~373.5 m。

根据岩性、电性($GR-DEN$ 、 $GR-CNL$ 等相互叠合关系)、笔石带分布规律、 TOC (总有机碳)含量变化、

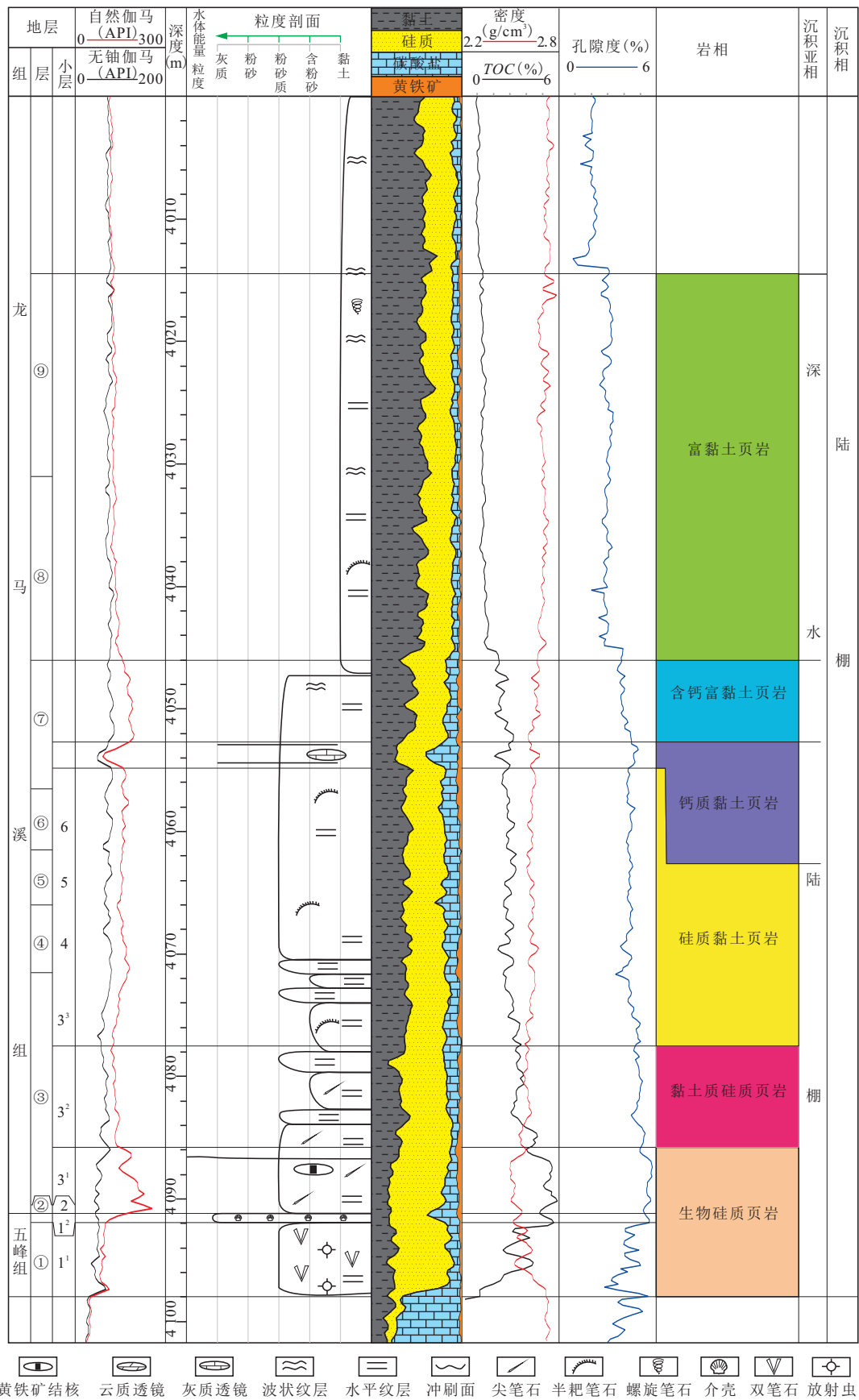


图4 研究区五峰—龙马溪组龙一段沉积微相柱状图

Fig. 4 Sedimentary microfacies histogram of Long-1 member in Wufeng-Longmaxi Formation of study area

以及含气性等,将五峰组—龙马溪组龙一段划分为9个层,厚83.5~126.5 m,五峰组—龙马溪组龙一段各小层对比性较好,展布稳定。据测井曲线的特性将9个小层可进一步划分为13个小层,其中2—3¹小层测井参数最优,具“三高三低”特征(图5),即高自然伽马、高铀、高电阻率、低钍/铀比、低密度、低中子特征,为龙马溪组底部最优质储层发育段^[2-4]。

1.4 研究区地质特征分析

1.4.1 优质储层段小层精细刻画

前期研究成果表明^[5-6],永川区块五峰组—龙马溪组龙一段储层品质相对较优的井段主要分布在①—③号层,其中,③号层根据电测曲线特征划分了

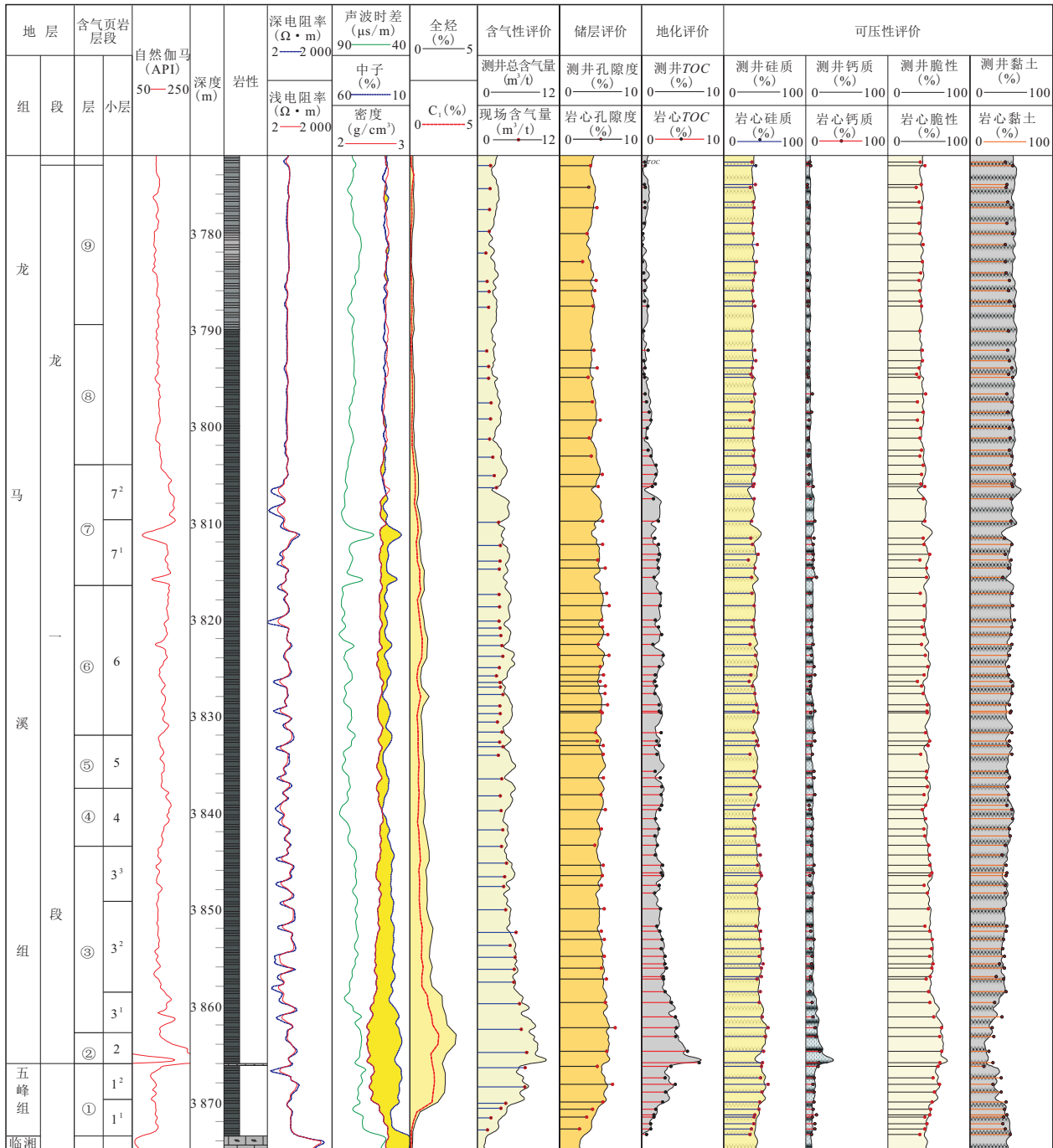


图5 研究区典型井综合柱状图
Fig. 5 Comprehensive histogram of typical wells in study area

3个小层,自下而上依次为3¹、3²、3³,且优质储层段主要在3¹小层。根据GR曲线特征可以看出,3¹小层可进一步细分为4个小层(图6),其中,3¹⁻¹、3¹⁻³对应GR低值区,3¹⁻²、3¹⁻⁴对应GR高值区。此外,在电阻率和三孔隙度曲线上也有明显的变化特征,表明该套优质储层段仍然存在一定的纵向差异性,储层品质整体呈优质且表现出一定的非均质性。

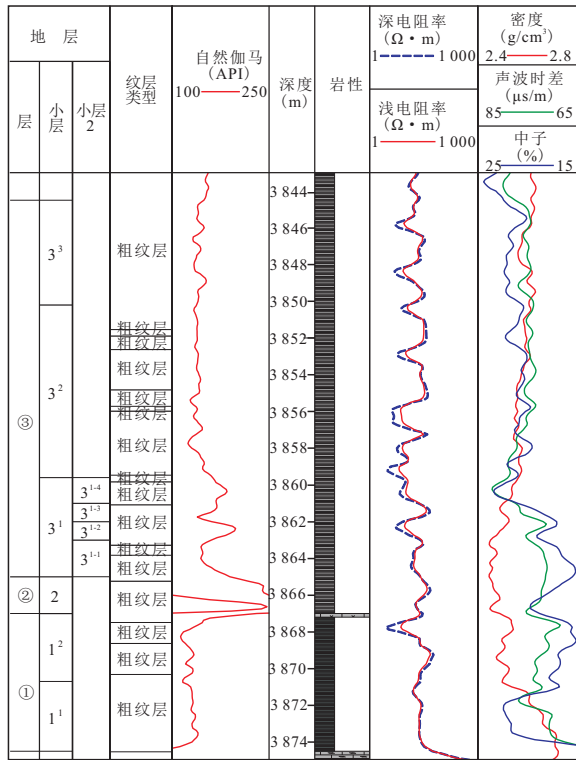


图6 A1井五峰组—龙马溪组龙一段①—③号层纹层分布柱状图

Fig. 6 Distribution histogram of laminae in layer ①—③ of Long-1 member in Wufeng-Longmaxi Formation of study area

1.4.2 优质储层分布规律

横向上,3¹小层细分的4套小层在永川南、北向斜区及中部新店子背斜区对比性好,厚度介于5.4~10 m,背斜区受褶皱影响,厚度略大于向斜区;储层参数统计结果表明:2-3¹优质储层整体品质较好,但纵向上依然存在一定的非均质性,以2小层、3¹⁻¹、3¹⁻²三套小层的储层品质相对最优(图7)。

1.4.3 储层地质及工程地质特征

永川地区五峰组—龙马溪组龙一段具有“高TOC、高孔隙度、高脆性、高含气量”的地质特征,平均TOC为2.63%,平均脆性矿物含量为57.74%,平均黏土矿物含量为37.76%,平均孔隙度为4.95%,平均含气量为6.19 m³/t。岩心氩离子抛光扫描电镜结果表明:龙马溪组页岩储集空间类型丰富,基质孔隙发育,见有机质孔、黏土矿物晶间孔、黄铁矿晶间孔、粒间孔等,亦见较多微裂缝。龙马溪组页岩主要孔隙类型为有机质孔,其发育最广泛,镜下呈蜂窝状、线状或串珠状,主要发育于分散填充在粒间孔,斑块状填充在黄铁矿之间,与片层状黏土矿物伴生的有机质内,孔径主要介于10~300 nm,最大可达1 μm以上,微孔隙间连通性好。无机孔隙中的黏土矿物间微孔主要表现为丝缕状、卷曲片状层间孔及发育在顺层定向排列的黏土矿物中的线状孔,部分连通性较好,镜下多见黏土矿物间大孔被有机质充填,多伴生大量有机质孔;不稳定矿物溶蚀孔为钙质、长石等因溶解或溶蚀作用而形成的次生溶孔,见于矿物颗粒间或粒内及粒缘缝,孔径变化大(30~720 nm);

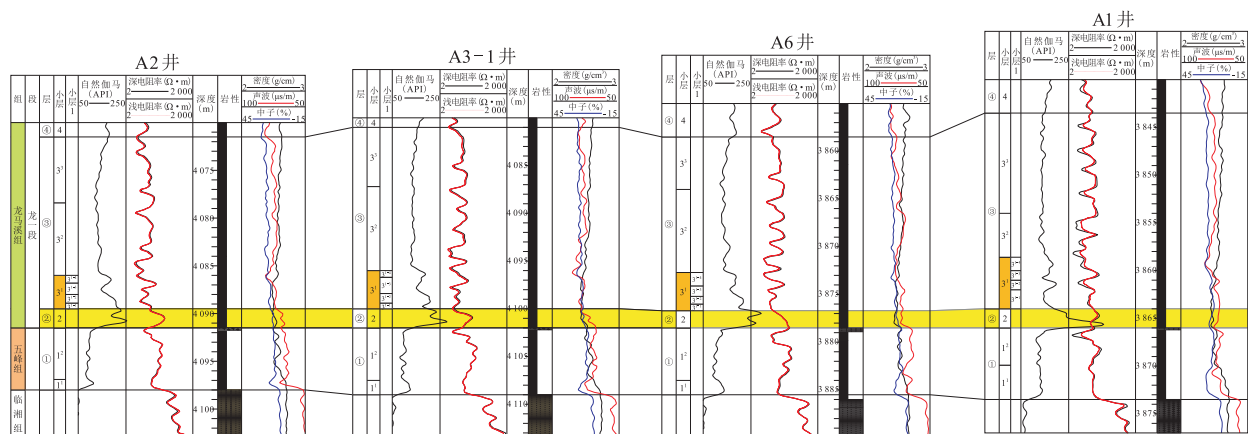


图7 研究区五峰组—龙马溪组龙一段①—③号储层对比

Fig. 7 Comparison of layer ①—③ of Long-1 member in Wufeng-Longmaxi Formation of study area

莓球状黄铁矿晶间孔,孔径介于100~460 nm,多数晶间孔充填有机质,伴生有机质孔(表1)。根据王玉满等(2014)建立的龙马溪组页岩3层岩石物理模型^[7],对A1井基质孔隙进行测算,结果反映出孔隙构成以有机质孔隙、黏土矿物孔隙为主,并发育一定的脆性矿物孔隙。在纵向上,自上而下,有机质孔逐渐增加,黏土矿物孔逐渐降低,其中,A1井优质页岩段有机质孔隙占比为38.4%,最高可达78%。

表1 研究区五峰—龙马溪组龙一段储层地质参数
Table 1 Reservoir geological parameters of Long-1 member in Wufeng-Longmaxi Formation of study area

| TOC(%) | 孔隙度(%) | 脆性矿物(%) | 黏土矿物(%) | 含气量(m ³ /t) |
|--------|--------|---------|---------|------------------------|
| 2.63 | 4.95 | 57.74 | 37.76 | 6.19 |

研究区工程地质特征表现为“低泊松比、高杨氏模量、高脆性指数、低应力差值”,抗张强度为3.70~8.29 MPa,抗压强度为43~77.1 MPa,弹性模量为10.01~21.89 GPa,泊松比为0.16~0.29,地应力差异系数约0.2(表2)。

表2 研究区五峰—龙马溪组龙一段工程地质参数
Table 2 Engineering geological parameters of Long-1 member in Wufeng-Longmaxi Formation of study area

| 抗张强度(MPa) | 抗压强度(MPa) | 弹性模量(GPa) | 泊松比 | 地应力差异系数 |
|-----------|-----------|-------------|-----------|---------|
| 3.70~8.29 | 43.0~77.1 | 10.01~21.89 | 0.16~0.29 | 0.2 |

1.4.4 优质页岩甜点预测

页岩储层具有相对低的纵波阻抗特征,因而利用纵波阻抗反演结果对页岩储层厚度进行了预测。从反演预测结果来看,储层分布与振幅属性反映规律基本一致,页岩储层全区稳定分布,厚度约51~93 m,其中部背斜厚度相对大,南、北向斜厚度有减薄趋势。

优质页岩段具有较高TOC值(>2%),通过TOC与各种弹性参数进行交汇分析。结果表明:TOC值与密度具有较好相关性,关系性大于0.75,可以利用密度反演结果进一步预测储层TOC。孔隙度、含气量与纵波阻抗/TOC预测也基本一致,研究区TOC为2%~2.55%,西南略高于北东;孔隙度介于4.25%~5.25%,中部背斜略低于两侧向斜;含气量为4.2~5.5 m³/t,西部略高于东部(图8)。

2 油气富集主控因素分析

2.1 优质页岩厚度

研究区优质页岩储层(I+II类储层)厚度为41.5~71.5 m,中部背斜区和南部向斜区厚度大于50 m,北部向斜区介于40~50 m。优质储层(I类储层)发育在龙马溪组底部2-3¹小层,厚度为5.7~7.4 m。总体上看,永川区块储层发育,为油气富集提供了必要的地质基础。

从本区及邻区钻井统计结果表明^[8-12],影响气井产能的因素包括压裂规模、I类储层钻遇长度(钻遇率),其中,在I类储层钻遇长度相同的情况下,I类储层厚度越大,气井的测试产量越高(图9),技术可采储量也越大。

2.2 油气富集的保障

研究区位于川东南高陡构造带,构造格局为“两凹夹一隆”,整体上断裂较为发育,特别是中部的新店子背斜区发育多条断距大于100 m的断层,断穿主要目的层五峰组—龙马溪组龙一段,但是,该区纵向上发育3套以膏岩为主的塑形滑脱层,断层难以断穿,为油气的封盖提供了良好的条件,说明“三变形层+坡坪式断层”构造样式(图3)对油气保存影响不大。另外,通过分析钻井实测地压系数可知:背斜区地压系数为1.50~1.80,多口井测试获工业气流,进一步证明该区特殊的构造样式为页岩气保存提供了良好的地质条件。

从钻井裂缝发育情况来看(图10),背斜带及两侧的向斜区天然裂缝相对较为发育,纵向上主要分布在五峰—龙马溪组龙一段底部的①—③号层,裂缝类型多样,包括高角度缝、斜缝和层理缝,裂缝密度3.18~8条/m,裂缝宽度从1 mm到5 cm不等,裂缝长度在井筒尺度下为1~35 cm不等。成像测井显示裂缝具有高导和高阻两种特征。

在曲率和相干属性刻画的基础上,通过裂缝蚂蚁体属性刻画和最大释然法预测能够反映断层自身及断层与断层之间裂缝的展布形态。预测结果表明:永川区块天然裂缝相对较为发育,裂缝的分布与断层的发育密切相关,中部背斜区及邻近的向斜翼部裂缝相对发育,为油气富集高产提供了关键的地质条件^[13](图11),另外,邻区L203井富集高产主控因

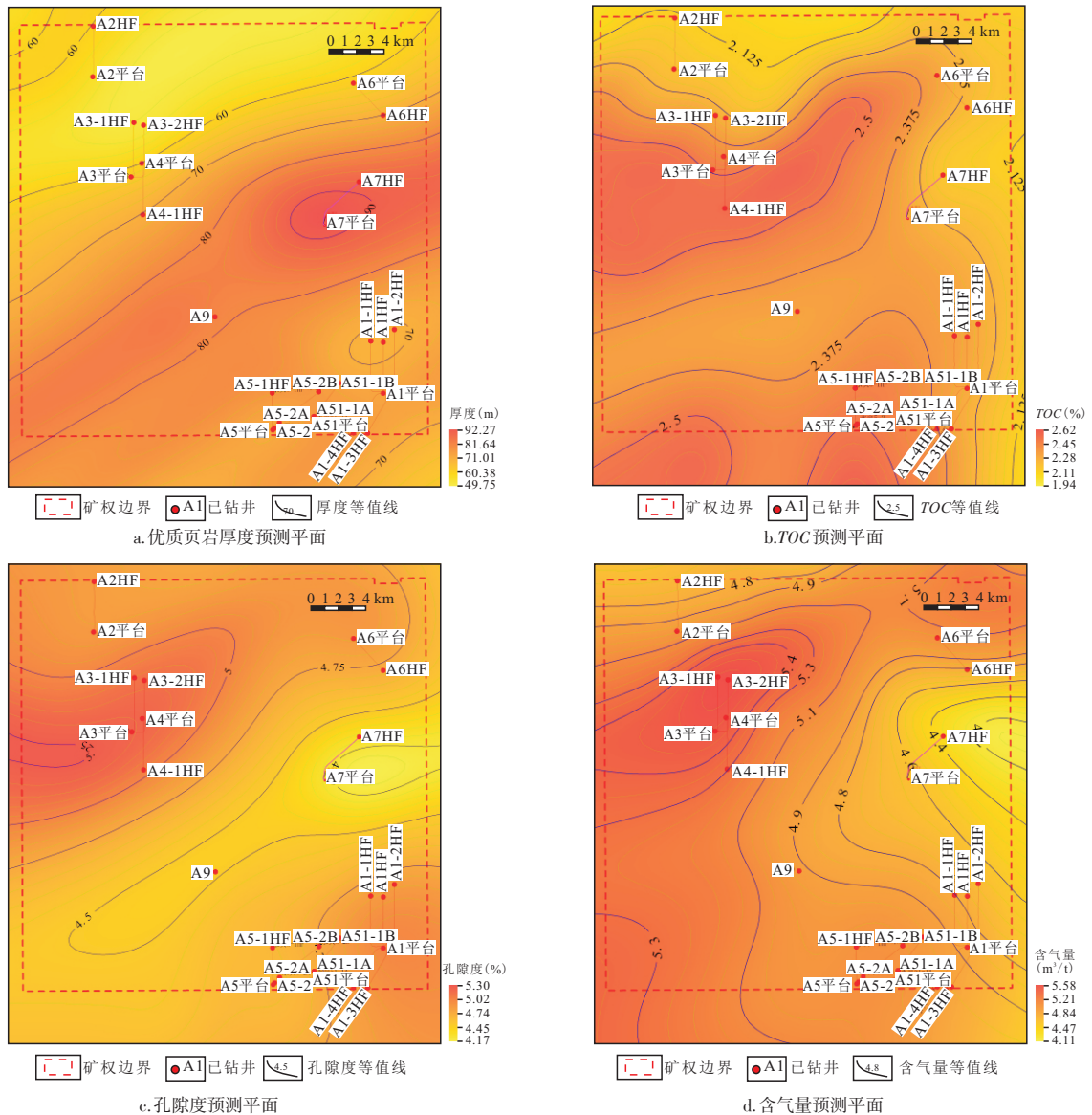


图8 研究区储层预测平面

Fig. 8 Plane prediction of reservoir in study area

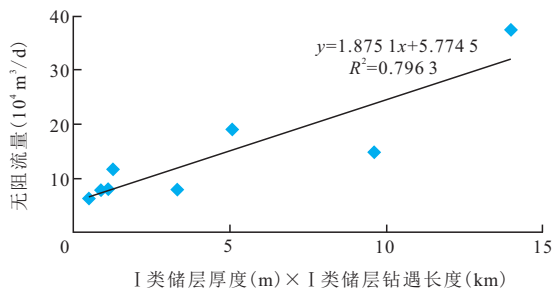


图9 I类储层钻遇长度与无阻流量关系

Fig. 9 Relation between drilling length and open flow in type I reservoir

素分析也证实天然裂缝的发育是获得高产的重要保障。

2.3 油气富集的重要条件

研究区受构造影响,目的层埋深跨度范围大,介于2 900~4 300 m,从钻井顶底板发育条件、实钻地层压力及钻井测试产量来看,整体上储层油气赋存度高,含气性好。随着埋深的增加,地层温度升高,甲烷吸附能力降低^[14-16],游离气含量上升,使得深层页岩气井可以获得较高的初期产能。以与研究区I类储层钻遇率相当的钻井为例,从压力系数与无阻流量关系(图12)可以看出,随着地层压力系数的升高,气井往往可以获得更高的初期产能,进一步说明由于受埋藏深度及良好保存条件的共同控制,地层

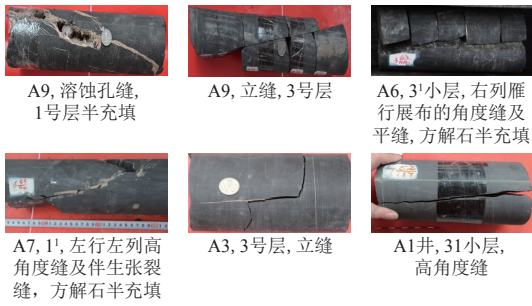


图10 研究区五峰—龙马溪组岩心裂缝

Fig. 10 Core fracture of Wufeng-Longmaxi Formation in study area

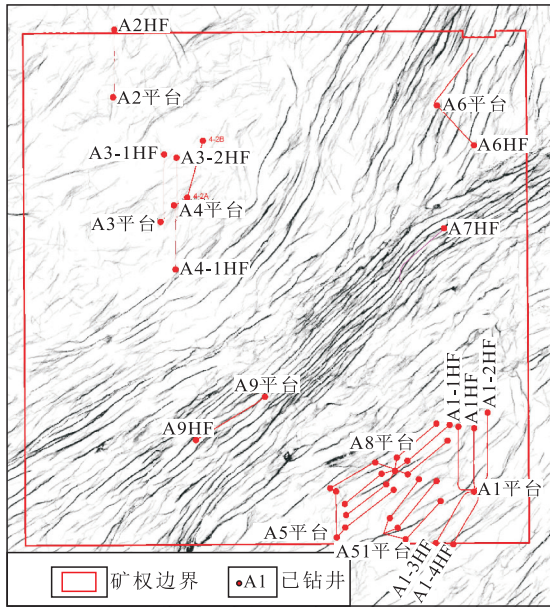


图11 永川地区裂缝预测

Fig. 11 Fracture prediction of Yongchuan area

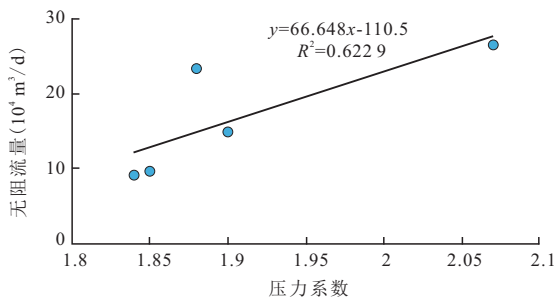


图12 压力系数与无阻流量交会图

Fig. 12 Cross plot of pressure coefficient and open flow

能量对油气的富集起到了关键作用。高地层压力导致储层高含气量和初期高产的另一个原因是异常高压对高硅质页岩储层孔隙具有良好的保护作用,避免了后期成岩作用的影响^[7]。观察有机孔扫描电镜下特征发现(图13),有机质孔多呈现圆一次圆的形

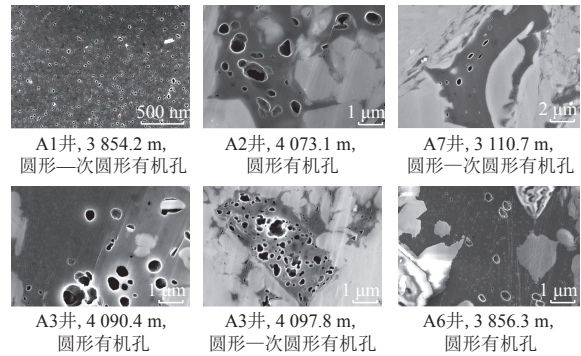


图13 有机孔在显微镜下特征

Fig. 13 Characteristics of organic pores under SEM

状,表明高地层压力下的生烃增压抑制了压实作用对孔隙的破坏。

针对研究区深层页岩气储层特征,高产富集区带优选从优质页岩储层发育情况、构造样式、裂缝发育程度以及顶底板条件等方面开展综合分析评价。在落实富集高产主控因素的基础上,针对深层页岩气,开展以压裂为主导的工程地质特征研究,特别是在地应力高、塑形增强的情况下,解决压得开、撑得住、产得出的难题是实现效益开发的关键。

3 结论

1) 永川地区五峰组—龙马溪组龙一段发育深水陆棚相富有机质页岩沉积,纵向上划分为13个小层,横向展布稳定, I + II类储层厚度为41.5 ~ 71.5 m,中部背斜区受构造挤压的影响,储层厚度略大于南北向斜区。

2) 优质储层发育在底部的2-3'小层,具有“高TOC、高孔隙度、高脆性、高含气量”的地质特征和“低泊松比、高杨氏模量、高脆性指数、低应力差值”的工程地质特征,厚度为5.7 ~ 7.4 m,岩心及薄片表明该段以微纹层和细纹层为主,微观孔隙发育,有机质孔隙占比约为38.4%,最高可达78%。

3) 钻井实践表明:I类储层的厚度及钻遇长度与气井测试产能相关性强,独特的构造样式及相对发育的断裂为油气的保存和富集提供了保障,良好顶底板条件下的高地层压力为有机孔的保存及高含气量的赋存提供了关键地质条件。

参考文献

[1] Nie H K, Li D H, Liu G X, et al. An overview of the geology and production of the Fuling shale gas field, Sichuan Basin, China[J].

- Energy Geoscience, 2020, 1(3-4): 147-164.
- [2] 赵圣贤,杨跃明,张鉴,等.四川盆地下志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J].天然气地球科学,2016,27(3): 470-487.
Zhao Shengxian, Yang Yueming, Zhang Jian, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 470-487.
- [3] 石强,陈鹏,王秀芹,等.页岩气水平井高产层段判别方法及其应用——以四川盆地威远页岩气示范区下志留统龙马溪组为例[J].天然气工业,2017,37(1):60-65.
Shi Qiang, Chen Peng, Wang Xiuqin, et al. A method for identifying high-productivity intervals in a horizontal shale gas well and its application: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Fm in Weiyuan-shale has demonstration area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 60-65.
- [4] Wang H Y, Shi Z S, Zhao Q, et al. Stratigraphic framework of the Wufeng-Longmaxi shale in and around the Sichuan Basin, China: Implications for targeting shale gas[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(3-4): 124-133.
- [5] 武恒志,熊亮,葛忠伟,等.四川盆地威远地区页岩气优质储层精细刻画与靶窗优选[J].天然气工业,2019,39(3):11-20.
Wu Hengzhi, Xiong Liang, Ge Zhongwei, et al. Fine characterization and target window optimization of high-quality shale gas reservoirs in the Weiyuan area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(3): 11-20.
- [6] 施振生,邱振,董大忠,等.四川盆地巫溪2井龙马溪组含气页岩微粒沉积层纹特征[J].石油勘探与开发,2018,45(2): 339-348.
Shi Zhensheng, Qiu Zhen, Dong Dazhong, et al. Laminae characteristics of gas-bearing shale fine-grained sediment of the Silurian Longmaxi Formation of Well Wuxi 2 in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 339-348.
- [7] 蔡苏阳,肖七林,朱卫平,等.川南地区五峰组—龙马溪组页岩储层纳米孔隙发育特征及其控制因素——以四川盆地南部长宁双河剖面为例[J].石油实验地质,2020,42(6):920-927.
Cai Suyang, Xiao Qilin, Zhu Weiping, et al. Characteristics and controlling factors of nano pores in shale reservoirs of Wufeng-Longmaxi formations in southern Sichuan Basin: Insights from Shuanghe outcrop in Changning area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6): 920-927.
- [8] 谢军,赵圣贤,石学文,等.四川盆地页岩水平井高产的地质主控因素[J].天然气工业,2017,37(7):1-12.
Xie Jun, Zhao Shengxian, Shi Xuewen, et al. Main geological factors controlling high production of horizontal shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 1-12.
- [9] 杨洪志,赵圣贤,刘勇,等.泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J].天然气工业,2019,39(11):55-63.
Yang Hongzhi, Zhao Shengxian, Liu Yong, et al. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou Block, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 55-63.
- [10] 郭伟.四川威远区块页岩气水平井产量差异分析[J].科学技术与工程,2018,18(1):228-233.
Guo Wei. Differentiation analysis on shale gas production of the horizontal wells in Sichuan Weiyuan Block[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(1): 228-233.
- [11] 谢军,赵圣贤,石学文,等.四川盆地页岩气水平井高产的地质主控因素[J].天然气工业,2017,37(7):1-12
Xie Jun, Zhao Shengxian, Shi Xuewen, et al. Main geological factors controlling high production of horizontal shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 1-12
- [12] 贾成业,贾爱林,何东博,等.页岩气水平井产量影响因素分析[J].天然气工业,2017,37(4):80-88.
Jia Chengye, Jia Ailin, He Dongbo, et al. Key factors influencing shale gas horizontal well production[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 80-88.
- [13] 位云生,齐亚东,贾成业,等.四川盆地威远区块典型平台页岩气水平井动态特征及开发建议[J].天然气工业,2019,39(1):81-86.
Wei Yunsheng, Qi Yadong, Jia Chengye, et al. Production performance of and development measures for typical platform horizontal wells in the Weiyuan Shale Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 81-86.
- [14] 薛培,张丽霞,梁全胜,等.页岩吸附超临界CH₄的热力学特征[J].天然气地球科学,2020,31(9):1261-1270.
Xue Pei, Zhang Lixia, Liang Quansheng, et al. Isothermal adsorption properties of supercritical methane on shale[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(9): 1261-1270.
- [15] 陈璐,胡志明,熊伟,等.页岩气扩散实验与数学模型[J].天然气地球科学,2020,31(9):1285-1293.
Chen Lu, Hu Zhiming, Xiong Wei, et al. Diffusion experiment of shale gas and mathematical model[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(9): 1285-1293.
- [16] 胡志明,刘玉章,吴建发,等.龙马溪组页岩高压等温吸附规律研究[J].天然气工业,2017,37(S1):49-57.
Hu Zhiming, Liu Yuzhang, Wu Jianfa, et al. Study on high pressure isothermal adsorption law of Longmaxi formation shale[J]. Natural gas industry, 2017, 37(S1): 49-57.
- [17] 吴靖,胡宗全,谢俊,等.四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩有机质宏观赋存机制[J].天然气工业,2018,38(8): 23-32.
Wu Jing, Hu Zongquan, Xie Jun, et al. Macro-micro occurrence mechanism of organic matters in Wufeng-Longmaxi shale in the Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(8): 23-32.

(编辑 余聪)