

Main Controlling Factors of Hydrocarbon Accumulation for 5th Section Xujiache Formation Upper Triassic Series in Xinchang Gas Field

Kun Yuan¹, Fei Yang², Bin Liu³, Xiupeng Li³, Yong Wang⁴, Yangwei Xu², Feng Yang²

¹Oil & Gas Survey, China Geological Survey (CGS), Beijing

²Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources (Yangtze University), Ministry of Education, Wuhan Hubei

³Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Beijing

⁴Jingzhou Oil Production Plant, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Jingzhou Hubei

Email: randyang@126.com

Received: Apr. 15th, 2016; accepted: Jul. 8th, 2016; published: Sep. 15th, 2016

Copyright © 2016 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Xinchang Gas Field was situated in the NEE large uplift belt of the Western Sichuan Depression. The 5th member of Xujiache Formation (T_{3x5}) belonged to a delta front and shallow lake facies deposit, where mudstone was developed; it was one of the main hydrocarbon source rocks in the study area. In recent years, a great breakthrough has been obtained in the exploration in T_{3x5}, and it became a new production zone in Xinchang Gas Field. Because of the structural characteristics of “sand in mud”, the natural gas accumulation condition was more complex. The main control factors for the gas accumulation were analyzed from the aspects of structural characters, reservoir prediction, the seismic prediction of fractures, and so on. The result of integrated analysis indicates that the accumulation of T_{3x5} is controlled by multiple factors.

Keywords

Xinchang Gas Field, Xujiache Format, Fracture Prediction, Main Controlling Factors

新场气田上三叠统须家河组五段天然气成藏主控因素分析

苑坤¹, 杨飞², 刘彬³, 李秀鹏³, 王勇⁴, 徐扬威², 杨锋²

¹中国地质调查局油气资源调查中心, 北京

²油气资源与勘探技术教育部重点实验室(长江大学), 湖北 武汉

³中石化勘探开发研究院天然气所, 北京

⁴中石化江汉油田分公司荆州采油厂, 湖北 荆州

作者简介: 苑坤(1985-), 男, 硕士, 工程师, 现主要从事油气资源评价工作; 通信作者: 杨飞。

Email: randyang@126.com

收稿日期: 2016年4月15日; 录用日期: 2016年7月8日; 发布日期: 2016年9月15日

摘要

新场气田地处四川盆地川西坳陷中段北东东向大型隆起带上, 上三叠统须家河组五段(T_3x_5)属三角洲前缘-滨浅湖亚相沉积, 泥岩发育, 为研究区主要烃源岩之一。近年的勘探中, T_3x_5 取得了重大突破, 亦成为新场气田的新产层。由于 T_3x_5 呈现“泥包砂”的地层结构特征, 其天然气成藏条件显得较为复杂。从构造特征、储层预测、裂缝地震预测等方面对气藏的主控因素进行了评价, 综合分析认为 T_3x_5 成藏受多种因素共同控制。

关键词

新场气田, 须家河组, 裂缝预测, 主控因素

1. 引言

上三叠统须家河组(T_3x)是新场气田主要含气层系之一[1], 在前期勘探和开发实践中, 须家河组二段(T_3x_2)和四段(T_3x_4)是主要产气层段[2][3], 而一段(T_3x_1)、三段(T_3x_3)、五段(T_3x_5)则为主要的烃源岩层[4][5]。但随着新页 HF-2 井、川孝 96 井以及川罗 562 井在 T_3x_5 获得产气量的突破, 预示着 T_3x_5 具有勘探自生自储型天然气的前景。

川西坳陷 T_3x_5 厚度大, 主要发育三角洲前缘-滨浅湖亚相沉积的泥页岩夹砂岩[6], 在以往的研究中常将其作为主力烃源岩来评价[7]。虽在勘探上取得了一定的突破, 但由于 T_3x_5 的产层复杂, 泥页岩与砂岩频繁互层, 纵、横向变化快, 组合方式多样化, 导致其最有利的产层组合尚未确定。新场气田 T_3x_5 的产气层均大量出水, 而复杂的产层组合预示着其评价方法及预测模式的建立具有更多的不确定性和多解性。笔者力求从构造特征、储层分布、裂缝发育状况等方面探讨 T_3x_5 天然气成藏主控因素。

2. 地层特征

新场气田 T_3x_5 沉积厚度大(260~750 m, 平均 480 m), 总体上表现为泥包砂特征, 可划分为上、中、下 3 个亚段, 平均泥地比 69%, 主要发育三角洲前缘以及滨浅湖亚相沉积[6]。

T_{3x_5} 砂岩储层主要呈透镜状分布，厚度变化较大，最大可达 25 m，最薄仅为 1 m，平均 5~9 m。前人将 T_{3x_5} 纵向上砂泥岩组合划分为 3 种类型(图 1)：①富含泥型，该层段泥、页岩相对较纯，夹少量厚度小于 1 m 的薄层砂岩，主要发育于 T_{3x_5} 上亚段；②薄互层型，砂岩与泥页岩呈 1~5 m 等厚或不等厚互层，主要发育于 T_{3x_5} 中亚段；③富含砂型，该层段砂岩厚度相对较大，累计厚度普遍大于 15 m，单层最大厚度大于 5 m，主要发育于 T_{3x_5} 下亚段。上述砂泥岩组合类型中，富含砂型为主要的产气层段。

3. 构造特征

新场气田 T_{3x_5} 构造形态总体呈现为西高东低的特点，西部发育北东东向的鼻翼状构造，高点向西延伸出研究区。鼻翼状构造南翼倾角较大，构造轴呈现东西向展布，表现为南陡北缓，反映存在近南北向的应力场。

区内断裂不发育，主要分布在研究区的东部。断裂走向主要有 2 个方向，少数小断裂呈近东西向展布，多数规模较大的断裂为北北东走向[8]，且均为逆断裂。主要断裂的走向与构造等值线近似垂直，易形成断块圈闭[9]，在东部断裂主要发育区，形成了 2 个规模较大的断块圈闭。

从 T_{3x_5} 下亚段顶面构造图(图 2)来看，产气井主要分布于主体构造上，说明构造对 T_{3x_5} 天然气有控制作用。但主体构造上也分布着许多非产气井，则说明 T_{3x_5} 天然气藏并不完全属于构造控藏，构造只是天然气成藏的主控因素之一。

4. 储层特征

新场气田 T_{3x_5} 砂岩储层以中 - 细砂岩为主，主要岩石类型包括岩屑砂岩、长石岩屑石英砂岩以及钙屑砂岩等，物性较差，孔隙度一般小于 10%，渗透率一般小于 1 mD，属典型的低孔、低渗储层。储集空间以粒间溶孔和微裂缝为主，具少量的粒内溶孔、石英压溶孔和残余粒间孔[10] [11]。

砂岩储层主要发育在研究区的北部地区(图 3)，砂地比达到 50%，大部分出气井分布于该区域，故砂岩储层的发育与含气性有一定的关联。但新场气田 T_{3x_5} 砂岩主要呈透镜状展布(图 4)，缺乏一定的连续性，故亦只能作为区内天然气藏主控因素之一。

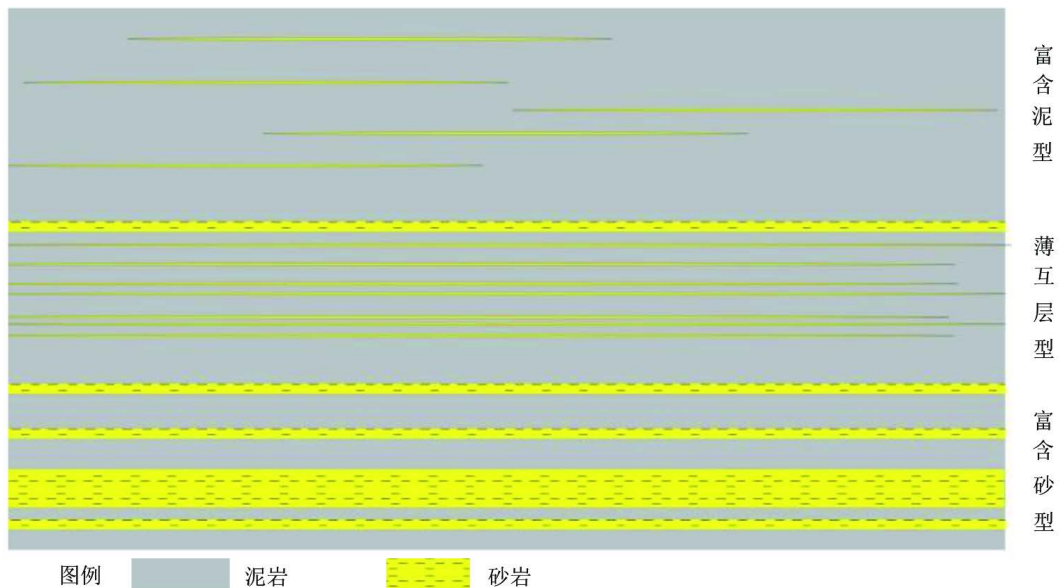


Figure 1. Combined diagram of sandstone and mudstone of T_{3x_5} in Xinchang Gas Field
图 1. 新场气田 T_{3x_5} 砂泥岩组合模式图

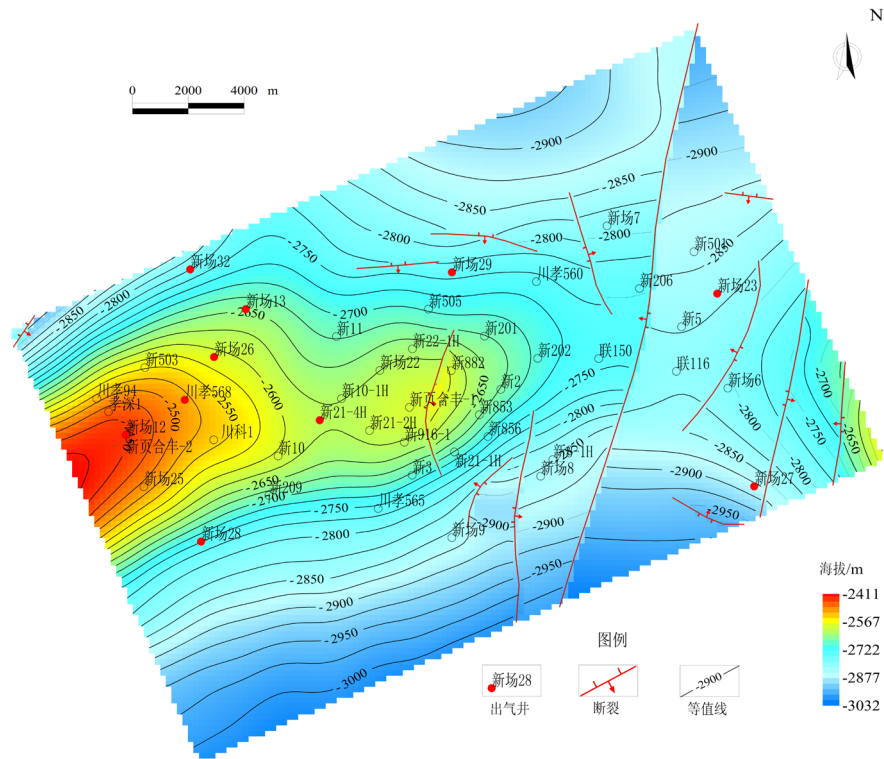


Figure 2. Top surface structural map of T_{3x5} lower sub section of Xinchang Gas Field
 图 2. 新场气田 T_{3x5} 下亚段顶面构造图

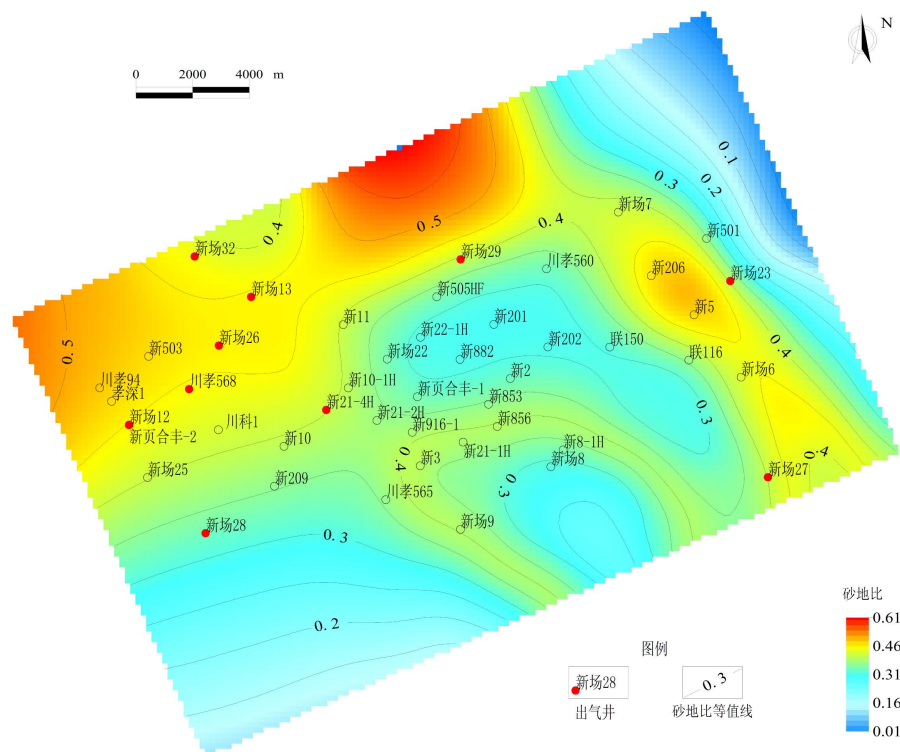
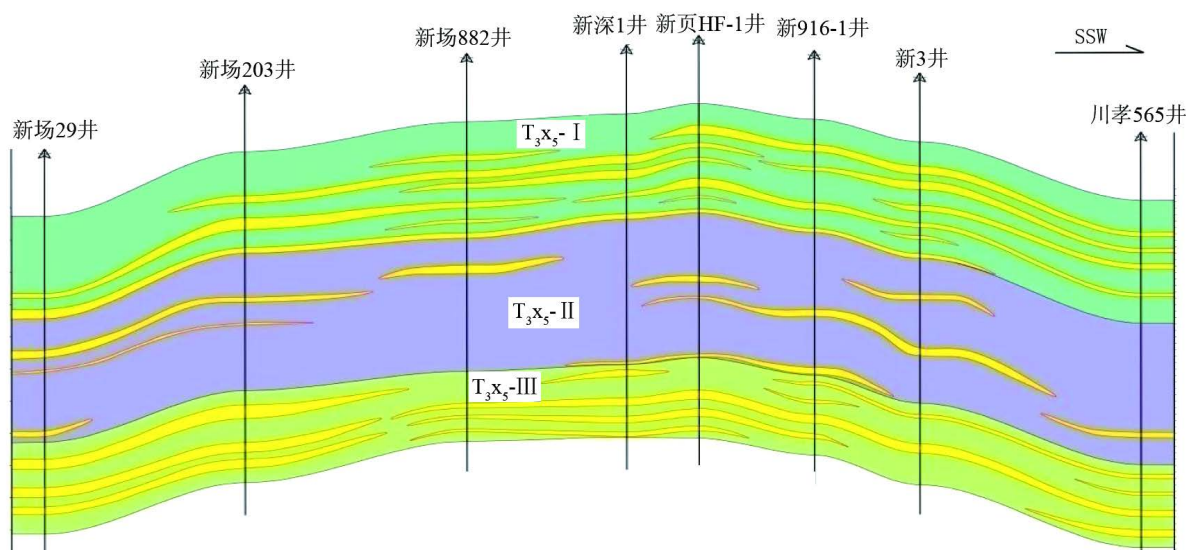


Figure 3. Plane distribution map of sandstone and formation ratio in Xinchang Gas Field
 图 3. 新场气田砂地比平面分布图



注: T_{3X_5} -I、 T_{3X_5} -II、 T_{3X_5} -III 分别为 T_{3X_5} 的 I、II、III 小层

Figure 4. Section of T_{3X_5} well XC29~well XC203~well X882~well CX565

图 4. 过新场 29 井~新场 203 井~新场 882 井~川孝 565 井 T_{3X_5} 气藏剖面图

5. 裂缝发育特征

新场气田 T_{3X_5} 裂缝主要发育于 2 个区域: 一个位于主体构造南翼, 发育高角度构造裂缝; 另一个位于研究区东部鼻状构造的倾没端, 发育低角度的层间裂缝(图 5)。裂缝发育区内分布有大量钻井, 但大部分为出水井, 仅有新场 29 井和新 3 井为产气井, 而在裂缝中等发育的构造主体西区却有新场 32 井、新场 26 井等大量产气井。分析认为, T_{3X_5} 泥岩含量较高, 构造成岩过程中, 有大量地层水生成, 在该背景下, 裂缝发育虽能在一定程度上改造 T_{3X_5} 储层, 但过于发育, 则会导致储层大量含水, 造成含气饱和度不高。因此, 对于自生自储的 T_{3X_5} 气藏, 裂缝的存在能改善储层物性, 但若裂缝过于发育, 则会降低储层的含气饱和度, 故中等裂缝发育区有利于天然气藏的形成。

6. 成藏主控因素

T_{3X_5} 为三角洲前缘亚相沉积, 以暗色泥、页岩、碳质页岩夹煤层和煤线为主, 泥岩有机碳质量分数为 0.5%~4.82%, 有机质类型为 III 型, 为研究区主要气源层之一。从油气成藏体系上来看, 新场气田 T_{3X_5} 具备自生、自储、自盖的成藏条件。综合分析产气井的分布状况表明, 区内成藏主控因素较为复杂。

从构造上看, 构造主体高部位分布有大量的产气井(新场 32 井、新场 26 井、新 209 井、新 3 井等), 亦有部分非产气井(新场 13 井、川孝 94 井、新场 25 井等), 而在构造倾没端虽多为非产气井, 但也存在新场 207 井、新场 23 井等工业产气井, 由此说明构造只是 T_{3X_5} 气藏有利控制因素之一。

从储层分布来看, 构造主体部位及其北翼砂体相对较为发育, 但物性较差, 呈透镜状分布, 相互间缺乏连通性。根据已钻井出气情况, 砂体的分布与产气井的位置存在一定的相关性, 如新场 23 井、新场 207 井的产气均受砂体展布所控制, 反映出砂体分布亦是成藏主控因素之一。

另外, 裂缝发育区在较大程度上决定了含气有利区的展布。地层的裂缝发育, 其储集性能会增大。新场气田构造主体部位裂缝发育程度中等, 对砂岩物性有一定程度的改善, 沟通了部分透镜砂体; 另一方面, 若裂缝过于发育, 则会导致储层大量进水, 从而达不到工业产能而成为水井。

综合来看, 新场气田 T_{3X_5} 气藏为原生气藏, 构造、储集砂体以及裂缝发育程度均对成藏有控制作用。

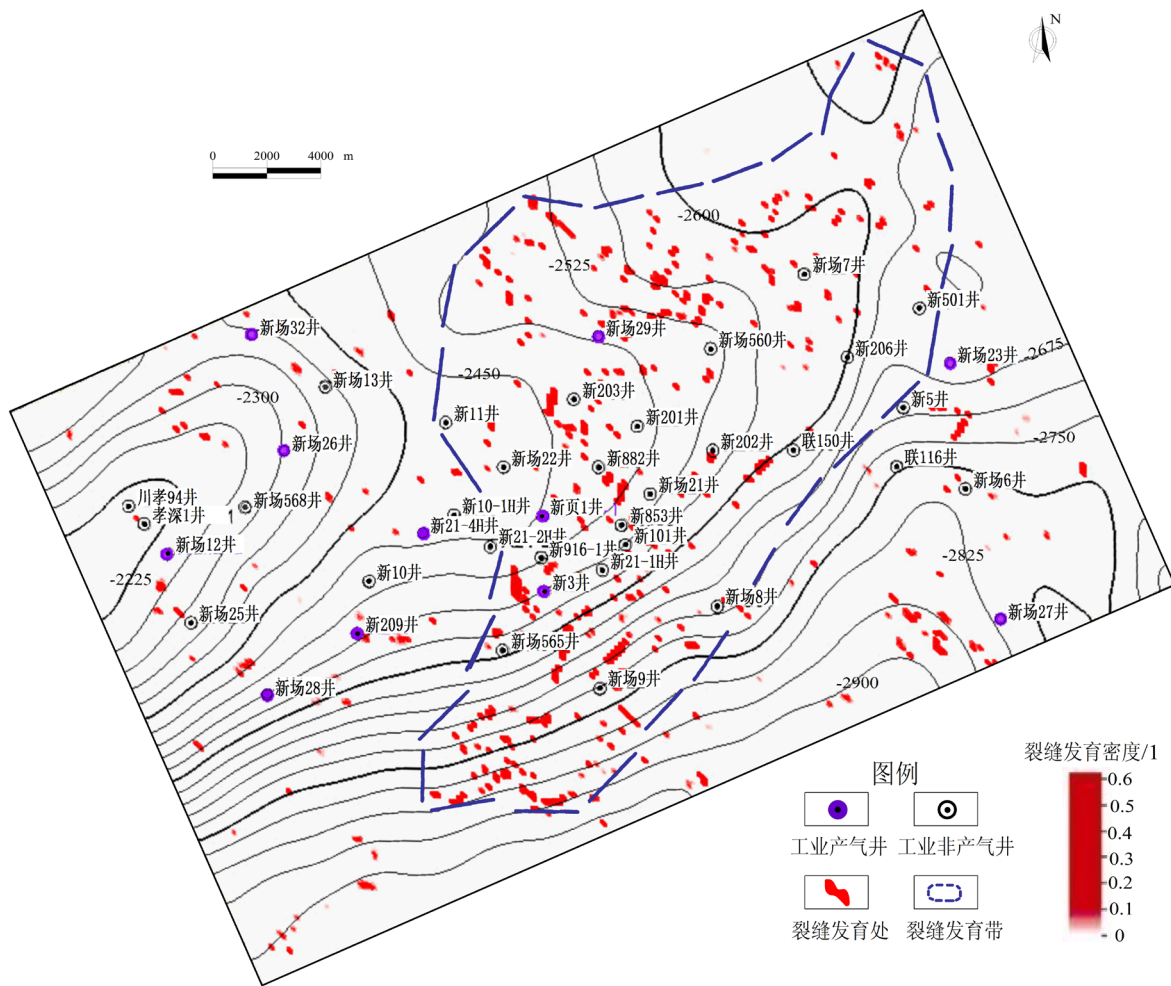


Figure 5. The relationship between fracture and gas production area

图 5. 裂缝发育区与含气性关系图

7. 结论

- 1) 新场气田 T_3x_5 以泥岩沉积为主，其下段夹砂岩，具备自生、自储、自盖的成藏组合条件。
- 2) 新场气田 T_3x_5 砂岩较为致密，物性差，属致密砂岩气藏，受裂缝的改造作用，天然气产能变化较大。
- 3) T_3x_5 气藏成藏主控因素较为复杂，非单一因素控藏，而是构造、储层和裂缝联合作用控制成藏。

参考文献 (References)

- [1] 罗志立, 刘树根, 刘顺. 四川盆地勘探天然气有利地区和新领域探讨(上) [J]. 天然气工业, 2000, 20(4): 10-13.
- [2] 杨克明. 川西坳陷须家河组天然气成藏模式探讨[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 786-793.
- [3] 谢继容, 李国辉, 唐大海. 四川盆地中西部上三叠统须家河组成岩相划分及展布[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(3): 21-25.
- [4] 杨克明, 叶军, 吕正祥. 川西坳陷上三叠统须家河组天然气分布及成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(5): 501-505.
- [5] 叶军. 川西新场 851 井深部气藏形成机理研究——X851 井高产工业气流的发现及意义[J]. 天然气工业, 2001, 21(4): 16-20.

- [6] 车国琼. 广安地区须家河组气藏成藏条件[J]. 天然气工业, 2007, 27(6): 1-5.
- [7] 邓康龄. 川西拗陷的复合构造与油气关系[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 214-219.
- [8] 郭正吾. 四川盆地西部浅层致密砂岩天然气勘探模式[J]. 天然气工业, 1997, 17(3): 5-9.
- [9] 李宗银, 李耀华. 川西前陆盆地上三叠统天然气有利区带评价[J]. 天然气勘探与开发, 2004, 27(2): 1-4.
- [10] 陈义才, 蒋裕强, 郭贵安, 等. 川中地区上三叠统天然气成藏机理[J]. 天然气工业, 2007, 27(6): 27-31.
- [11] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能. 川中气田与苏里格气田“甜点”储层对比研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(1): 4-7.

期刊投稿者将享受如下服务:

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: jogt@hanspub.org