

高含 CO₂ 井产出剖面测试物性参数研究

房鑫磊, 赵洪绪

中法渤海地质服务有限公司 天津 300457

通讯作者: Email: fangxl@cfbc.com

引用: 房鑫磊, 赵洪绪. 高含 CO₂ 井产出剖面测试物性参数研究[J]. 油气井测试, 2023, 32(4): 74-78.

Cite: FANG Xinlei, ZHAO Hongxu. Study on physical property parameters of production profile test in wells with high CO₂ content[J]. Well Testing, 2023, 32(4): 74-78.

摘要 针对 CO₂ 在临界点附近流体性质变化剧烈, 气体状态方程难以准确表征临界点附近 CO₂ 的物性参数问题, 在高含 CO₂ 井产出剖面测试解释中, 采用流体物性参数修正、优化测试制度以及流量计算段卡取等方法来解决或规避资料解释中流体物性参数计算偏差问题。实例 A 井分别通过上述三种方法来处理在层 1、层 2 中流体物性参数计算异常问题, 处理效果明显, 解释结果与地面计量数据匹配性好, 结果可靠。利用上述几种方法可有效解决在高含 CO₂ 井产出剖面测试中参数计算异常的问题, 有助于提高资料录取的质量以及提高资料解释的准确性。

关键词 二氧化碳; 产出剖面; 状态方程; 参数修正; 测试制度; 临界点; 资料解释

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.04.013

Study on physical property parameters of production profile test in wells with high CO₂ content

FANG Xinlei, ZHAO Hongxu

China-France Bohai Geoservices Co., Ltd., Tianjin 300457, China

Abstract: In the context of significant changes in fluid properties near the critical point of CO₂, and the difficulty in accurately representing the physical parameters of CO₂ near the critical point using gas state equations, when interpreting the production profile tests in wells with high CO₂ content, various methods were employed to address or avoid deviations in fluid property parameter calculations. These methods include fluid property parameter corrections, optimization of testing procedures, and segment-based flow calculation adjustments. In case Well A, the three mentioned methods were applied to address abnormal fluid property parameter calculations in layer 1 and layer 2. The results showed significant improvements, and the interpretation results matched well with surface metering data, providing reliable outcomes. By utilizing these methods, the issue of abnormal parameter calculations in production profile tests in wells with high CO₂ content can be effectively addressed, which contributes to enhancing the quality of data acquisition and the accuracy of data interpretation during testing processes.

Keywords: CO₂; production profile; state equation; parameter correction; testing system; critical point; data interpretation

CO₂ 以其特殊的流体性质以及双碳目标推进广受关注。朱兵国, 汪森林等针对超临界态 CO₂ 具有高密度、低黏度、传热特性良好等特点, 在燃煤发电系统中以 CO₂ 代替超临界水为工质进行了相关研究^[1-2]。在油藏应用中, 程宇雄, 杜玉昆等通过数值模拟、物理模拟实验等方法, 在储层压裂改造过程中针对流体热物性参数、破裂压力预测以及压裂缝网型态进行了相关研究^[3-4]。在 CO₂ 注入埋藏方面, 李园园, 刘辉等在注入工艺、注入流体相态控制等方面进行了模拟分析^[5-6]。目前 CO₂ 物性、应用

相关研究主要针对于纯 CO₂ 单相气体, 而 CO₂ 混合气体研究较少, 尤其部分气田 CO₂ 组分含量较高, CO₂ 与烃类混合气体在临界点附近物性变化大, 对产出剖面资料解释准确度与精度具有较大影响。

针对产出剖面测试解释中 CO₂ 混合流体在临界点附近物性变化剧烈的问题, 分析测试工艺流程并结合资料解释基础理论, 通过实验数据修正流体物性参数、改变流量计算段以及工作制度优化等方法可快速有效解决高含 CO₂ 井资料解释中可能遇见的问题, 提高资料解释的质量。

1 思路方法

从理论基础入手,得出流体物性参数修正、优化测试制度以及流量计算段卡取等处理方法。

1.1 理论基础

产出剖面测试流量确定是在稳定的工作制度下,采用多次通过法进行回归计算,目前也是最精确的方法,因为转子响应特征是在实际井况下确定的。在现场应用中通常以 10 m/min、20 m/min、30 m/min、40 m/min 的测速进行四上四下测量,流量计转子响应表达式为

$$f = m_p(v_f + v_l - v_i) \quad (1)$$

当工具速度为零时,解出流体表观流速

$$v_f = \frac{f_0}{m_p} + v_i \quad (2)$$

式中: f 为流量计转速, r/s; m_p 为斜率, r/s/m/min; v_f 为流体表观流速, m/min; v_l 为测速, m/min; v_i 为启动速度, m/min; f_0 为当测速为 0 时的转速, r/s。

利用多次通过测量方法进行回归(见图 1),可以确定 f_0 、 m_p 以及 v_i 。即 f_0 为当测速 $v_l = 0$ 时响应曲线截距;两条响应曲线在速度轴上的截距可以获得启动速度,其截距差值为 2 倍 v_i ;响应曲线斜率为 m_p 。求解出流体表观流速 v_f 后,经过进一步校正、计算即可得到体积流量。

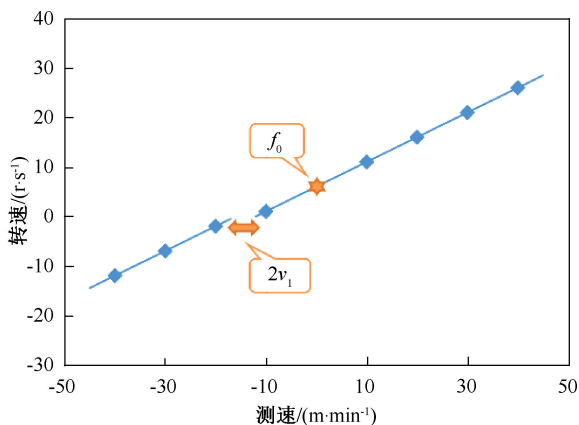


图 1 转速-测速交会图

Fig. 1 Rotating speed-measured speed intersection plot

流量确定后,下一步需要确定各相的产出情况。产出剖面测试普遍使用七参数工具,当前主要应用密度计以及持率计用于流体类型识别。在两相流动测量中,由于“薄膜效应”、“润湿效应”等因素对持水率计有较大影响,通常采用密度计数据进行流体分析。混合密度与流体密度具有如下关系^[7]

$$\rho_m = y_l \rho_l + y_h \rho_h \quad (3)$$

$$y_l + y_h = 1 \quad (4)$$

变换得

$$y_h = \frac{\rho_m - \rho_l}{\rho_h - \rho_l} \quad (5)$$

$$y_l = 1 - y_h \quad (6)$$

式中: ρ_m 为混合密度, g/cm³; ρ_l 为轻质相密度, g/cm³; ρ_h 为重质相密度, g/cm³; y_l 为轻质相持率, 无因次; y_h 为重质相持率, 无因次。

产出剖面资料解释中,混合密度为仪器测量值,重质相、轻质相密度均作为已知量参与计算,其数值来源于实验室分析以及 PVT 计算。实际上,在速度剖面计算、流体类型识别以及滑脱速度确定,都会受到流体物性参数的影响,主要参数包括密度、黏度、体积系数等。由于高含 CO₂ 井混合气体在临界点附近物性变化大,常规计算公式难以准确描述其物性变化甚至计算结果明显异常,给解释人员带来很大困扰,资料解释的准确度与精度也难以控制。

1.2 处理方法

(1) 流体物性参数修正

状态方程(EOS)是基于储层流体实验分析生成的流体性质预测模型,主要用于纠正真实气体偏离理想气体定律的差异,一般形式为三次方程。

$$z^3 + A_2 z^2 + A_1 z + A_0 = 0 \quad (7)$$

式中: z 为偏差因子, 无因次; A_0 、 A_1 、 A_2 为模型参数, 无因次。

天然气并不是单一组分,对于混合气体而言,气体偏差因子 z 经典表现形式主要有 Hall 和 Yarborough, Dranchuk 和 Abou-Kassem, Beggs 和 Brill 等方法。前者在表示图表时最为准确,这里以 Hall 和 Yarborough 方法为例。

Hall 和 Yarborough 关于偏差因子计算方法如下^[8-9]

$$z = \frac{\infty p_r}{y} \quad (8)$$

$$\infty = 0.006 125 t e^{-1.2(1-t)^2} \quad (9)$$

$$0 = -\infty p_r + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1 - y)^3} - (14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3)y^2 + (90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3)y^{2.18+2.82t} \quad (10)$$

$$t = \frac{1}{T_r} \quad (11)$$

式中: z 为偏差因子,无因次; p_r 为对比压力,无因次; T_r 为对比温度,无因次。

CO_2 与烃类混合气体拟临界参数是计算其他物性参数的基础,利用混合准则求出拟临界参数,然后利用气体状态方程获取密度等其他参数^[10-11]。从相应的状态定律可以观察到,混合气体在不同温度下,混合气体物性参数与压力关系曲线表现出非常相似的行为,以偏差因子~压力关系曲线为例(见图2),将模型曲线与限制点数据进行匹配,通过限制点对关系曲线进行标准化,使模型参数计算值更接近于真实值。

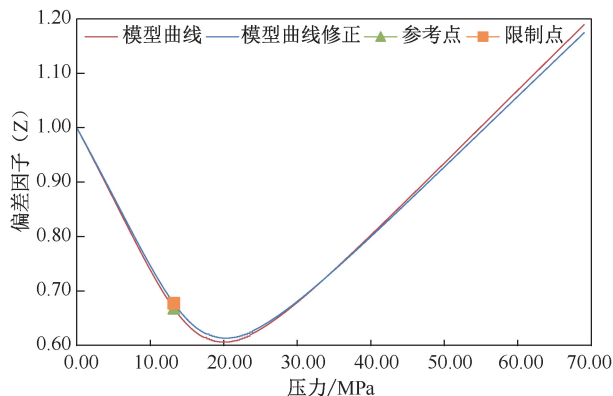


图2 偏差因子~压力关系曲线图

Fig. 2 Relation curve between deviation factor and pressure

利用实验数据点修正流体物性参数曲线可以有效解决高含 CO_2 混合气体临界点附近物性变化剧烈问题,为了物性参数描述的更加精确,同样可以采用多个限制点对物性参数曲线进行校正,该方法在商业软件中应用较多。

(2) 优化测试制度

大多数气体 PVT 模型的目的是尽可能准确地预测临界点处的压力和温度,这是通过混合气体中各成分的所有临界压力和温度的体积加权之和来实现的,被称为拟临界压力和温度。

$$T_{pc} = \sum_n Y_n T_{cn} \quad (12)$$

$$p_{pc} = \sum_n Y_n p_{cn} \quad (13)$$

$$T_r = \frac{T}{T_{pc}} \quad (14)$$

$$p_r = \frac{p}{p_{pc}} \quad (15)$$

式中: T_{pc} 为拟临界温度,℃; Y_n 为体积分数,无因次; T_{cn} 为临界温度,℃; p_{pc} 为拟临界压力,MPa; p_{cn} 为临界压力,MPa; T_r 为对比温度,无因次; p_r 为对比压力,无因次。

因此,在产出剖面测试设计中,可以通过混合气体组分资料进行计算预测拟临界点,参考结合 Hall 和 Yarborough 方法或者其他模型方法^[12-15] 进行流体参数预分析,合理优化测试工作制度,使资料解释中参与计算层段的压力、温度避开流体物性变化剧烈位置,进而避免流体物性参数变化剧烈问题对资料解释造成的影响。

(3) 流量计算段卡取

产出剖面测试总流量以及各层产出情况是通过逐层递减确定的,各层计算段位置需要考虑井径变化以及各参数传感器响应情况,一般选取无变径、流量计转速、压力、温度、密度、持率等仪器响应平稳段作为各层产出计算段(见图3)。

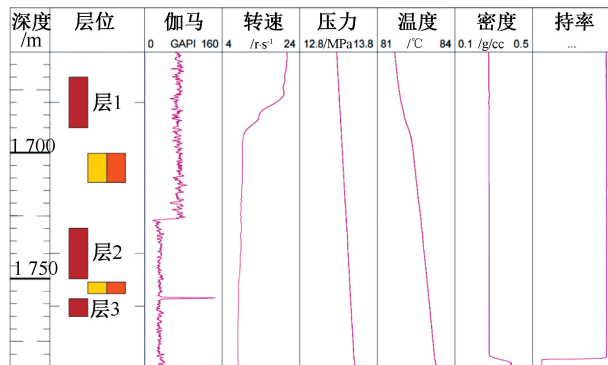


图3 测井曲线示意图

Fig. 3 Schematic diagram of well logging curves

以示意图3测井曲线为例,对于各生产层段间距较长井来说(如层1和层2),各仪器过产层后传感器响应稳定段较长,通过调整计算段(黄色标记)位置来改变计算位置的压力、温度,可以有效避开混合气体临界点附近物性变化,可对资料进行快速的处理和评价。对于各生产层段间距较小的井来说(如层2和层3),假如混合气体物性剧烈变化位置与计算位置压力温度相当,则无法避免 PVT 参数计算问题,需要通过流体物性参数修正进行修正或者测前优化工作制度。

综上所述对于高含 CO_2 井产出剖面测试时,可以根据流体实验数据情况、井深结构、测压等资料分析判断测量井段所涵盖的压力温度范围,决定是否需要相应的措施来解决流体物性剧烈变化的问题。

2 测试实例

A 井为南部地区一口高含 CO_2 生产井,共四个生产层位合采,通过产出剖面测试了解该井分层产出情况。测试过程中以 14.29 mm 油嘴稳定生产,

测试计量产油量 0.14 m³/d,产气量 209477 m³/d,产水量 0.48 m³/d。由于该井 CO₂ 含量高,在临界点附近流体物性变化剧烈,常规 PVT 参数计算方法难以准确表征流体物性甚至出现明显异常(见图 4)。

深度	(m)	层1	层2	层3	层4
温度	(deg C)	81.5	81.9	82.3	82.7
压力	(MPa)	13.2	13.3	13.3	13.4
气-体积系数	(m ³ /sm ³)	-0.061798	0.117364	0.006262	0.006184
气-密度	(g/cc)	0.0000	0.0143	0.2689	0.2723
气-粘度	(cp)	0.0102	0.0105	0.0271	0.0276
气-偏差因子		-6.5724	12.5304	0.6691	0.6632
水-体积系数	(m ³ /sm ³)	1.023	1.023	1.024	1.024
溶解比	(sm ³ /sm ³)	0.0	0.0	0.0	0.0
水-密度	(g/cc)	0.9993	0.9991	0.9988	0.9986
水-粘度	(cp)	0.3718	0.3696	0.3679	0.3662
表面张力	(dynes/cm)	43.95	43.84	43.79	43.68

图 4 流体参数计算结果

Fig. 4 Calculation of fluid parameters

针对实例中流体参数计算异常问题,分别利用流体物性参数修正、优化测试制度以及流量计算段卡取三种方法进行处理展示。

(1) 流体物性参数修正

将实验数据点偏差因子 $z = 0.66$ (压力 13.60 MPa,温度 81.46 ℃ 条件下)代入模型曲线进行限制修正(见图 5),利用修正后模型曲线重新进行流体物性参数计算(见表 1)。从各层流体物性参数计算结果可以看出,计算结果不再有明显异常现象,通过实验数据点进行限制后,计算结果也会更趋近于真实值。

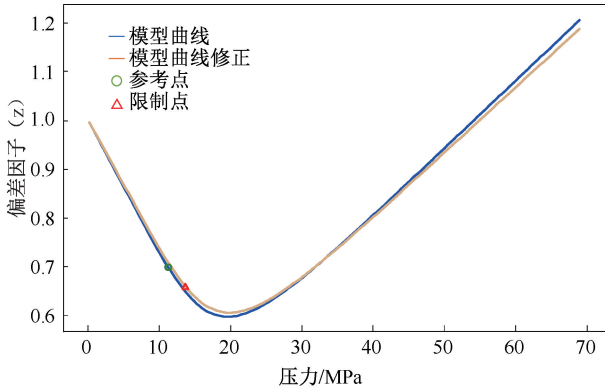


图 5 偏差因子-压力关系曲线修正

Fig. 5 Modification of relation curve between deviation factor and pressure

表 1 各层流体参数计算结果表

参数	温度/ ℃	压力/ MPa	气体积系数/ (m ³ ·sm ⁻³)	气密度/ (g·cc ⁻¹)	气黏度/ cP	气偏差 因子
层 1	81.5	13.2	0.006 2	0.272 2	0.027 6	0.657 5
层 2	82.0	13.3	0.006 2	0.273 8	0.027 8	0.657 6
层 3	82.3	13.3	0.006 2	0.273 1	0.027 8	0.658 7
层 4	82.7	13.4	0.006 1	0.275 0	0.028 0	0.658 4

(2) 优化测试制度

将工作制度调整,以 17.46 mm 油嘴稳定生产,再次进行测试。由于工作制度的变化改变了井筒内压力温度分布,第二次测试流体物性参数计算见图 6。

深度	(m)	层1	层2	层3	层4
温度	(deg C)	80.2	80.7	81.2	81.7
压力	(MPa)	12.9	12.9	13.0	13.0
气-体积系数	(m ³ /sm ³)	0.006463	0.006431	0.006613	0.006523
气-密度	(g/cc)	0.2604	0.2617	0.2545	0.2580
气-粘度	(cp)	0.0260	0.0262	0.0253	0.0257
气-偏差因子		0.6699	0.6696	0.6890	0.6828
水-体积系数	(m ³ /sm ³)	1.023	1.023	1.023	1.023
溶解比	(sm ³ /sm ³)	0.0	0.0	0.0	0.0
水-密度	(g/cc)	0.9999	0.9997	0.9994	0.9991
水-粘度	(cp)	0.3772	0.3750	0.3729	0.3707
表面张力	(dynes/cm)	44.51	44.39	44.33	44.20

图 6 流体参数计算结果(优化测试制度)

Fig. 6 Calculation results of fluid parameters (optimized testing system)

从图 6 可以看出,气体物性参数不再有异常现象,解释结果与地面计量数据匹配性好,结果可靠。改变测试工作制度使井筒内压力温度发生变化,进而规避在临界点附近进行资料解释。

(3) 流量计算段卡取

流体物性参数修正和优化测试制度两种方法虽然在处理流体物性参数计算异常问题上手段不同,但主体思路相似,都是通过改变计算位置的压力、温度,以实现规避混合气体临界点附近物性参数的剧烈变化。如将原层 1 计算位置 1 670.0 m、层 2 计算位置 1 707.1 m 分别调整为 1 530.0 m 和 1 718.0 m(见图 7),改变计算位置后,压力、温度随深度变化而改变,层 1、层 2 流体物性参数不再有计算异常现象。

深度	(m)	层1	层2	层3	层4
温度	(deg C)	80.4	82.3	82.3	82.7
压力	(MPa)	12.9	13.3	13.3	13.4
气-体积系数	(m ³ /sm ³)	0.007453	0.006949	0.006262	0.006184
气-密度	(g/cc)	0.2259	0.2424	0.2689	0.2723
气-粘度	(cp)	0.0222	0.0240	0.0271	0.0276
气-偏差因子		0.7777	0.7424	0.6691	0.6632
水-体积系数	(m ³ /sm ³)	1.023	1.024	1.024	1.024
溶解比	(sm ³ /sm ³)	0.0	0.0	0.0	0.0
水-密度	(g/cc)	0.9998	0.9989	0.9988	0.9986
水-粘度	(cp)	0.3763	0.3683	0.3679	0.3662
表面张力	(dynes/cm)	44.38	43.80	43.79	43.68

图 7 流体参数计算结果(变更计算段)

Fig. 7 Calculation results of fluid parameters (modified calculation segments)

流量计算段的卡取需要结合储层信息及测试工具各传感器响应情况而定,该方法对于测段长、层间距较大的井较为适合,反之在流量计算段卡取上调整空间小,应用会受到限制。

以上三种针对高含 CO_2 井流体物性参数计算异常问题的处理方法,都可以达到较好的效果。在现场作业中,可根据测试井况、流体实验数据、测前设计等资料情况,任选一种较为适合的方法。

3 结论

(1) 针对高含 CO_2 井产出剖面测试流体 PVT 计算中可能出现的问题,提出参数修正、卡取计算段以及优化工作制度等方式进行分析处理,可有效解决或者规避物性剧烈变化引起的参数计算异常问题。

(2) 测试前可以根据 PVT 实验数据、测试井况以及测压等资料分析,是否需要采取相应的措施,如优化工作制度来保障资料录取及解释质量。

(3) 关于高含 CO_2 井物性参数计算问题,文中几种解决办法包含了测前准备以及测后处理方法,能够快速判断及分析处理,提高了资料解释成果质量。

致谢:感谢试井作业线为本文提供的测试数据资料;感谢解释与研究中心的领导和同事在流体物性修正方法、解决措施以及论文修改等方面的支持和帮助。

参考文献

- [1] 朱兵国. 超临界二氧化碳垂直管内对流换热研究[D]. 北京:华北电力大学,2020.
ZHU Bingguo. Research on convective heat transfer of super-critical carbon dioxide in vertical tube[D]. Beijing: North China Electric Power University,2020.
- [2] 汪森林,李照志,邵应娟,等. 超临界二氧化碳垂直管内传热恶化数值模拟研究[J]. 化工学报,2022,73(3): 1072-1082.
WANG Senlin, LI Zhaozhi, SHAO Yingjuan, et al. Numerical simulation on heat transfer deterioration of supercritical carbon dioxide in vertical tube[J]. CIESC Journal, 2022, 73(3): 1072-1082.
- [3] 程宇雄,李根生,王海柱,等. 超临界二氧化碳喷射压裂井筒流体相态控制[J]. 石油学报,2014,35(6): 1182-1187.
CHENG Yuxiong, LI Gensheng, WANG Haizhu, et al. Phase control of wellbore fluid during supercritical CO_2 jet fracturing[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1182-1187.
- [4] 杜玉昆,庞飞,陈科,等. 超临界二氧化碳喷射破碎页岩试验[J]. 地球科学,2019,44(11): 3749-3756.
DU Yukun, PANG Fei, CHEN Ke, et al. Experiment of breaking shale using supercritical carbon dioxide jet[J].

- Earth Science, 2019, 44(11): 3749-3756.
- [5] 李园园. 二氧化碳注入井筒内相态分析[D]. 黑龙江:东北石油大学,2019.
LI Yuanyuan. Phase analysis in CO_2 injection well[D]. Heilongjiang: Northeast Petroleum University, 2019.
- [6] 刘辉,霍洪亮,杨金山,等. 液态 CO_2 注入剖面测井工艺探索[J]. 石油管材与仪器,2001,7(5): 97-100.
LIU Hui, HUO Hongliang, YANG Jinshan, et al. Improved process of liquid CO_2 injection profile logging[J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2004. 2001, 7(5): 97-100.
- [7] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京:石油工业出版社,2004.
ZHUANG Huinong. Gas reservoir dynamic description and well test[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [8] HALL KR, YARBOROUGH L. A new EOS for Z-factor calculations[J]. Oil & Gas, 1973: 82.
- [9] YARBOROUGH L, HALL K R. How to solve EOS for Z-factors[J]. Oil & Gas, 1974: 86.
- [10] SOAVE G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state[J]. Chemical Engineering Science, 1972, 27: 1197-1203.
- [11] PENG D Y, ROBINSON D B. A new two-constant equation of state[J]. Minerva Geologica, 1976, 12(1): 3069-3078.
- [12] STARLING K E, HAN M S. Thermo data refined for LPG, Part 14: mixtures[J]. Hydrocarbon Processing, 1972, 51: 129.
- [13] PLOCKER U, KNAPP H, PRAUSNITZ J. Calculation of high-pressure vapor-liquid equilibria from a corresponding-states correlation with emphasis on asymmetric mixtures[J]. Industrial and Engineering Chemistry Process Design and Development, 1978, 17(3): 324-332.
- [14] SPAN R, WAGNER W. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1 100 K at pressure up to 800 MPa[J]. Journal of Physical & Chemical Reference Data, 1996, 25(6): 1509-1596.
- [15] ADEL MEIsharkawy. Efficient methods for calculations of density, compressibility and viscosity of natural gases[J]. Fluid Phase Equilibria, 2004, 218(1): 1-13.

编辑 穆立婷

第一作者简介:房鑫磊,男,1986年出生,学士,工程师,2010年毕业于东北石油大学资源勘查工程专业,现主要从事试井解释研究工作。电话:19922627799; Email: fangxl@cfhg.com。通信地址:天津市滨海新区天津经济技术开发区信环西路19号天河科技园1号楼3层中法渤海地质服务有限公司,邮政编码:300457。