

压裂解除凝析气井反凝析伤害的新认识

王少飞¹,汪周华²,张雅玲¹,郭平²,焦廷奎¹,杜建芬²

(1. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院、低渗透油气田勘探开发国家工程实验室,陕西 西安 710018;
2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500)

摘要:压裂可提高油气藏单井产量是普遍认同的观点,但是否能降低凝析气藏反凝析伤害的程度亟待深入探讨。采用室内岩心实验、单井数值模拟方法,对比分析了压裂前后反凝析对气相渗透率、近井区反凝析油饱和度、单井产量及采收率的影响。研究表明,压后反凝析伤害程度更加严重、伤害时机更早,但裂缝降低了凝析油临界流动饱和度。衰竭过程中,压后气相的有效渗透率始终大于压前值,气相流动能力大幅度提高。压后单井初期采气速度快、地层压力降低快、反凝析伤害更加突出;与压前比较,凝析油采收率降低3.48%、天然气采收率提高6.6%。因此,压裂并不能有效降低反凝析伤害的程度,但可提高气相流动能力,从而提高凝析气井的天然气产量。

关键词:凝析气藏;反凝析;压裂;全直径岩心;数值模拟

中图分类号:TE372 文献标识码:A

A new cognition of the reduction of retrograde condensation damage in gas condensate wells by fracturing

Wang Shaofei¹, Wang Zhouhua², Zhang Yaling¹, Guo Ping², Jiao Tingkui¹ and Du Jianfen²

(1. Exploration and Development Research Institute and National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Field, PetroChina Changqing Oil and Gas Field Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: Generally speaking, the fracturing can improve the reservoir single well production, however, whether it can reduce the retrograde condensation damage in gas condensate wells or not is urgent to be discussed further. By adopting the indoor core laboratory and single well numerical simulation method, we analyze the impacts of retrograde condensation on the gas phase permeability, the retrograde gas condensate saturation near the wellbore zone, the single well production and the recovery ratio before and after fracturing. The research shows that, after fracturing, the retrograde condensation damage is more serious and the damage time is earlier. However, the fractures reduce the condensate oil critical flow saturation. In the process of the depletion exploitation, the effective permeability value of the fractured gas phase is always larger than the value before fracturing. In addition, the gas phase flow ability increases substantially. After fracturing, the gas recovery speed of the single well is fast, the formation pressure reduces rapidly and the retrograde condensation damage is more serious. Furthermore, the recovery ratio of the condensate oil reduces by 3.48% and the recovery ratio of the natural gas improves by 6.6%. Accordingly, it concludes that, fracturing can't effectively reduce the degree of the retrograde condensation damage, but it can improve the flow ability of the gas phase and the gas production of the gas condensate wells.

Key words: condensate gas reservoir, retrograde condensation, fracturing, full diameter core, numerical simulation

反凝析污染是凝析气藏近井区伤害的重要形式之一^[1],与其它伤害形式(泥浆侵入、颗粒运移等)一样,反凝析伤害本质表现为降低气相渗透率。但是

凝析气藏近井区反凝析伤害有其特殊性^[2-4],随着地层压力降低,近井区反凝析油饱和度由于远井区富含重组分凝析气在井底附近凝析而逐渐增加,称之

收稿日期:2017-02-28。

第一作者简介:王少飞(1962—),男,高级工程师,天然气开发综合研究及气田开发管理。

基金项目:低渗透油气田勘探开发国家工程实验室开放课题“苏里格气田相图建立及凝析、反凝析现象对气田开发的影响”(技2016-01)。

为反凝析油饱和度的“堆积效应”。

如何在室内条件下通过物理模拟手段仿真凝析油伤害过程,国内外学者开展大量实验及数值模拟研究工作。实验评价方法可划分为以下两大类:一类是相渗曲线测试方法^[5],即向岩心中注入脱气凝析油,建立不同油饱和度,然后测试该条件下气相渗透率,通过气相渗透率降低来评价反凝析伤害,该方法未能反映凝析气由于压力降低引起的反凝析相态变化特征,与实际地层条件下反凝析伤害机理不相符;另外一种是常规岩心衰竭实验方法,在实际地层温度条件下测试岩心压力降低过程中气相渗透率的变化,虽然该方法反映了反凝析伤害特征,但该方法忽略了近井区凝析油饱和度的“堆积效应”,低估了近井区反凝析伤害程度^[6]。针对此问题,2015年,杜建芬等提出一种改进的物理模拟方法,在岩心入口端连接一个装有高压样品的封闭容器模拟远井区供气,与岩心同时降压模拟反凝析近井区“堆积效应”^[7]。

单井吞吐注气^[8-9]、压裂^[10-12]是解除凝析气藏近井区反凝析污染常用的技术手段。吞吐注气通过注入介质的驱替及抽提作用降低近井区凝析油饱和度,从而提高气相渗透率。压裂通过在近井区形成优势通道,提高地层流体的渗流能力从而提高气井单井产量。比如,丘东西山窑组低渗凝析气藏,部分井压后单井产能最高可增加10倍以上^[13];马来西亚Angsi气田Angsi-2井生产开始后不久在井眼附近有凝析油析出,试井表现为高表皮系数特征,后来对邻近Angsi-4井开展压裂改造,单井产能提高4倍。

但目前大多数学者均通过比较压前、压后产量变化来判断压裂可以有效解除反凝析污染,作者认为压裂提高单井产量与降低反凝析伤害程度是两个不同角度问题,不能混为一谈。采用实际全直径岩心测试了基质岩心、裂缝岩心反凝析对气相有效渗透率的影响,并采用数值模拟方法对比分析了裂缝对单井油、气产量的影响;剖析了压裂技术提高单井产量的机理及解除反凝析污染可能性。

1 室内实验测试

1.1 实验样品

实验岩心采用X低渗凝析气藏实际储层全直径岩心,岩心长度10 cm、直径6.5 cm、孔隙度9.63%、渗

透率 $1.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。为了模拟压裂情形及可对比性,对该岩心造缝前(岩心#1)及造缝后(岩心#2)分别开展反凝析污染实验;岩心1#反凝析污染实验结束以后清洗、烘干,通过在岩心两端施加外部应力形成贯穿缝,岩心(2#)孔隙度11.07%、渗透率 $11.61 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

实验用地层水根据X气藏水质分析报告配制,地层水总矿化度200.848 mg/L、CaCl₂水型,束缚水饱和度45%。原始地层流体采用X气藏A井井口气样及分离器油样在78℃、露点压力 $P_d=30$ MPa条件下,按照行业标准油气藏流体物性分析方法(GB/T26981-2011)进行流体样品配制及测试。实测配制样品的摩尔组分含量为C₁(80.93%)、N₂(1.56%)、CO₂(1.47%)、C₂-C₄(11.88%)、C₅⁺(4.19%);凝析油含量244 g/m³、闪蒸气油比3 000 m³/m³、露点压力30.34 MPa。定容衰竭实验实测最大反凝析油饱和度10.14%、对应压力为18 MPa;衰竭至废弃压力4 MPa,反凝析油饱和度6.42%。

1.2 实验流程及方法

模拟凝析气藏近井区反凝析污染的关键问题是如何实现反凝析油在近井区的“堆积效应”。因此,实验过程中通过在岩心入口端连接一个装有原始地层流体的中间容器(模拟远井区),实验过程中始终保持中间容器与岩心连通,两者压力同时降低模拟远井区向近井区供气过程。在此过程中,容器中凝析气流入岩心后将携带重质组分在岩心中析出,实现近井区凝析油堆积特征。详细实验流程参见文献[7]。

根据X气藏原始地层条件,在地层温度78℃、压力34 MPa条件下,依次测试了岩心1#及岩心2#,衰竭开采过程中近井区反凝析对气相渗透率的伤害程度。实验过程中由于采用平衡凝析气测试气相渗透率,拟单相气体流动时应注意产出凝析油应折算为同等压力条件下气相体积,具体实验测试方法参见文献[7]。

1.3 测试结果对比分析

岩心1#及岩心2#测试结果对比(图1、图2)。图1可以看出,压力由34 MPa降低至4 MPa,凝析油逐渐析出占据气相渗流通道,岩心1#气相有效渗透率从 $0.030 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降低至 $0.016 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,岩心2#气相有效渗透率自 $0.152 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降低至 $0.023 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;

造缝后气相有效渗透率大幅度提高,随着压力降低,两者渗透率比值(造缝/基质)由5.91倍降低至1.46倍,但始终大于1,因此,这也是压裂大幅度提高单井产量的根本原因。

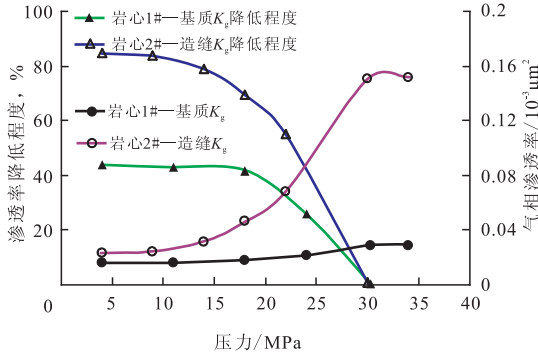


图1 压裂前后衰竭过程中气相有效渗透率及其降低程度对比

Fig. 1 Comparison of effective permeability of gas phase and its decreased degree in process of depletion exploitation before and after fracturing

图1可以看出,随压力降低,岩心2#的气相有效渗透率(K_g)降低倍数由0.85%增大至84.67%,岩心1#的气相有效渗透率降低倍数由0.3%增大至43.94%。同时,实验过程中发现当压力衰竭至20 MPa左右,岩心出口端观察窗观察到明显凝析油流动;整个衰竭实验过程中,压后岩心受反凝析的影响更加明显。分析认为,压后岩心渗透率提高,凝析油临界流动饱和度降低,凝析油过早参与流动,气相有效渗透率降低程度增加。因此,压裂能提高单井产量,但是不能从根本上抑制反凝析污染问题,反凝析是衰竭式开采客观存在的必然现象。

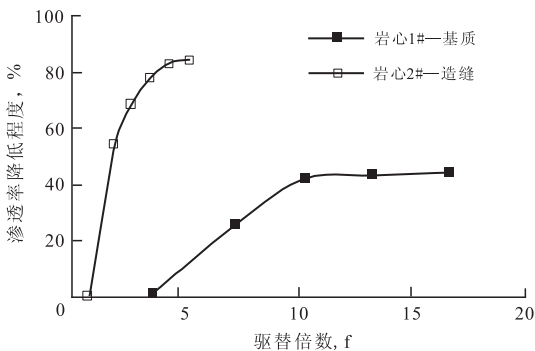


图2 压裂前后远井区补给倍数对气相有效渗透率降低程度的对比

Fig. 2 Comparison of impacts of multiple supplies on decreased degree of gas phase effective permeability at far well block before and after fracturing

图2表示的是远井区补给倍数(中间容器补给凝析气体积/岩心烃类孔隙体积)对气相有效渗透率降低程度的影响。随驱替倍数增大,气相有效渗透率降低程度逐渐增加;由于驱替倍数增大,中间容器中凝析气进入岩心越多,表示远井区更多的凝析油被携带至近井区,导致近井区凝析油饱和度逐渐增加,气相有效渗透率降低程度增大。此外,图2还可以看出,驱替倍数对压后岩心的气相有效渗透率的影响更加敏感;相同的气相有效渗透率降低程度,岩心2#对应的驱替倍数小于岩心1#。因此,对于压后气井应提前关注反凝析污染问题。

2 数值模拟研究

2.1 数值模拟模型

根据文献[9]单井资料,建立单井数值模拟机理模型。模型采用角点网格,步长为 $10\text{ m}\times 10\text{ m}$, X 方向划分31个网格, Y 方向31个网格,在纵向上划分为10个模拟层,网格节点总数为 $61\times 61\times 10=37\ 210$ 个。地层压力33 MPa、地层温度 $77.66\text{ }^\circ\text{C}$,储层平均孔隙度7.51%,平均渗透率 $0.28\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均含水饱和度45%;气藏平均凝析油含量为 148 g/m^3 ,单井控制干气储量 $4\ 681.19\times 10^4\text{ m}^3$,凝析油储量 $9\ 645.27\text{ m}^3$;气藏属于典型低孔低渗高含水凝析气藏。裂缝设置采用ECLIPSE的LGR模块,裂缝半长80 m,裂缝宽度1 cm,裂缝渗透率 $20\ \mu\text{m}^2$ 。模型原始地层流体性质及相渗数据参见文献[9]。

2.2 计算结果对比分析

为了保证结果可对比性,两种情形采用相同的生产控制方式:生产初期单井均按照 $3\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 配产,当井底流压降低至10 MPa时转为定压生产方式,评价时间为10年;对于压后投产,不考虑衰竭开发过程中渗透率应力敏感的影响。

2.2.1 近井区反凝析油饱和度、气相渗透率变化对比

图3为压裂前后近井区网格反凝析油饱和度及气相有效渗透率的对比曲线,选取了第5层、离井筒第2个网格作为分析对象。从图3可以看出压后生产0.06年时,凝析油开始析出并急剧增大;在随之衰竭过程中观察到短期反凝析油饱和度(S_o)降低现

象。非压裂开采时衰竭0.185年出现反凝析污染、 S_o 急剧增大,但是在后期衰竭过程中未观察到凝析油流动现象。

另外,由图3可以看出,开井初期未出现反凝析污染,两者气相有效渗透率一致;随地层压力降低,气相黏度降低、黏滞力降低,气相渗透率略有小幅上升趋势。对于压后储层,出现反凝析污染更早,气相有效渗透率急剧降低,由 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降低至 $0.050 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;忽略压力对气相有效渗透率的影响,以开井初期气相有效渗透率值 $0.163 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为对比基础,降低程度达到69.3%;由于出现凝析油流动,气相有效渗透率小幅上升至 $0.055 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,至评价期末气相有效渗透率降低至 $0.051 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对于未压裂情形,出现反凝析污染前气相有效渗透率变化规律主要受压力控制,出现反凝析污染后气相有效渗透率急剧降低至 $0.054 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,降低程度66.9%。因此,衰竭式开采凝析气井,压裂后单井出现反凝析伤害的现象更早;而且岩心测试及数值模拟结果表明,压后单井反凝析伤害的程度更加严重。

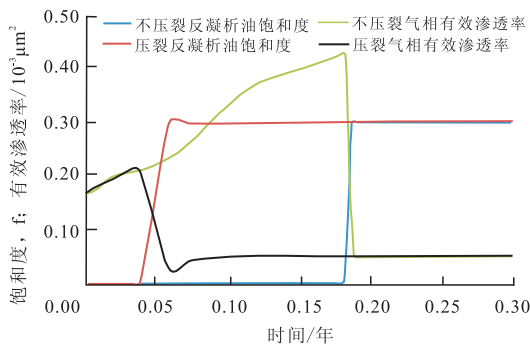
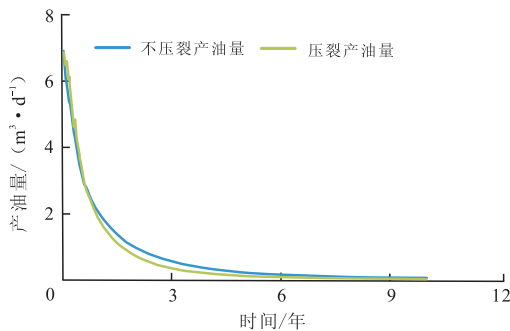


图3 压裂前后近井区网格反凝析油饱和度及气相有效渗透率的对比

Fig. 3 Comparison of grid retrograde gas condensate saturation and effective permeability of gas phase near wellbore zone before and after fracturing



2.2.2 井底流压及地层压力对比

图4为压裂前后衰竭过程中地层压力及井底流压的对比曲线。计算结果表明,井底流压急剧降低,稳产0.024年即进入定压生产阶段,无明显稳产期,初期瞬时生产压差17.5 MPa。但是压裂后投产,观察到一定的稳产时间,生产0.48年进入定压阶段,初期瞬时生产压差5.73 MPa。因此,对于低渗凝析气井,相同配产条件下,压裂后投产、生产压差小、延长单井稳产期,对提高单井生产初期产气速度是有利的;同时,由于压后投产初期产采气量大(图5),地层压力降低较快,中后期地层压力低于未压裂投产约2~3 MPa。

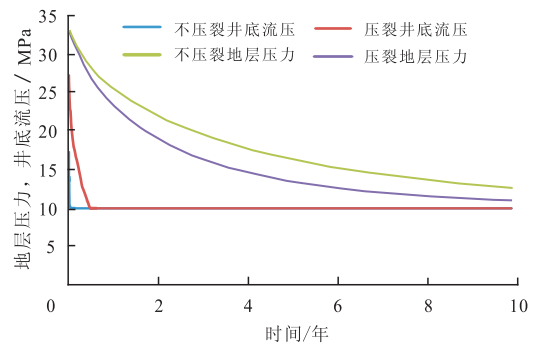


图4 压裂前后衰竭开采井底流压及地层压力的对比曲线

Fig. 4 Bottom hole flowing pressure and formation pressure curves in process of depletion exploitation before and after fracturing

2.2.3 产量、采收率对比

图5所示压裂前后衰竭开采日产油、气量的对比曲线。从图5可以看出,压后单井以 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 投产、稳定生产0.48年、累产气量 $517.3 \times 10^4 \text{m}^3$;相同生产时间,不压裂投产、未见明显稳产期、累产气量 $409.7 \times$

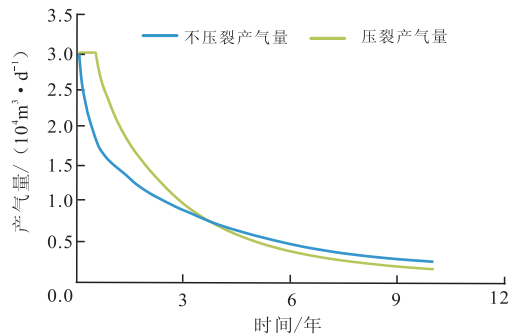


图5 压裂前后衰竭开采日产油、气量的对比曲线

Fig. 5 Comparison of daily oil production and gas production in process of depletion exploitation before and after fracturing

10^4 m^3 ; 压后对提高气井单井初期产气速度是有利的。类似的, 两者凝析油日产量表现出同样的规律, 压后凝析油产量高于未压裂开采值; 但由于压后地层压力降低快(图4), 反凝析油伤害提前(图3), 导致压后单井中后期凝析油产量低于未压裂井。

图6为压裂前后衰竭开采凝析油、天然气采收率的对比曲线。评价期末, 压后投产单井累产油量 $2\ 252.3 \text{ m}^3$ 、累产气量 $2\ 990 \times 10^4 \text{ m}^3$; 不压裂投产单井累产油量 $2\ 602.5 \text{ m}^3$ 、累产气量 $2\ 679.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。压后单井凝析油、天然气采收率分别为 23.35%、63.8%; 未压裂单井凝析油、天然气采收率分别为 26.83%、57.2%。计算结果表明, 压裂对提高低渗凝析气井产气速度是有利的, 但是由于压后地层压力降低快、凝析油伤害提前, 压裂对降低近井区反凝析油饱和度、解除反凝析伤害未起到明显作用, 数值模拟计算与岩心实验测试规律一致。

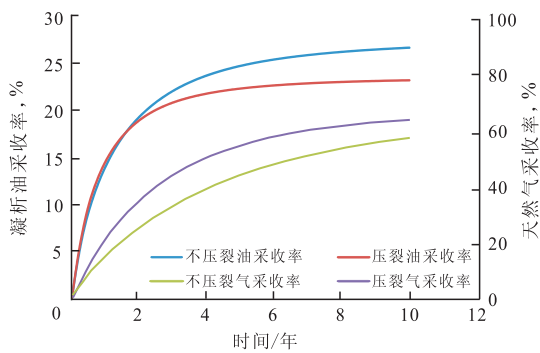


图6 压裂前后衰竭开采凝析油、天然气采收率的对比曲线

Fig. 6 Comparison of the recovery of condensate oil and natural gas in process of depletion exploitation before and after fracturing

3 结论及建议

1) 基于常规岩心衰竭实验装置, 建立了近似模拟凝析气藏近井区凝析油“堆积效应”的反凝析污染过程测试方法, 并通过人工造缝模拟实际井压裂缝。

2) 室内测试结果表明, 压后岩心气相有效渗透率大幅度提高; 衰竭至废弃压力, 两者气相渗透率比值(压后/压前)始终大于1, 由5.91倍降低至1.46倍, 这是压裂大幅度提高单井产量的根本原因。

3) 与基质岩心比较, 压后岩心凝析油更加易于流动, 凝析油过早参与流动, 气相渗透率降低程度显著, 最大降低程度达到84.67%, 压后岩心反凝析污

染程度更加严重。

4) 数值模拟计算结果表明, 与未压裂投产方式比较, 压裂后单井初期采气速度增大、地层压力降低加快, 近井区过早出现反凝析伤害; 评价期末, 凝析油采收率降低3.38%、天然气采收率增大6.6%。

参考文献

- [1] Faruk Civan 编著, 杨凤丽等译. 油层伤害: 原理、模拟、评价和防治[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- [2] Barnum R S, Brinkman F P, Richardson T W, et al. Gas condensate reservoir behaviour: productivity and recovery reduction due to condensation[C]// paper SPE-30767-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October 1995, Dallas, Texas, USA.
- [3] Ahmed T, Evans J, Kwan R, et al. Wellbore liquid blockage in gas-condensate reservoirs[C]// paper SPE-51050-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, 9-11 November 1998, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [4] Al-Anazi H A, Solares J R, Al-Faifi M. The impact of condensate blockage and completion fluids on gas productivity in gas-condensate reservoirs[C]// paper SPE-93210-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 5-7 April 2005, Jakarta, Indonesia, USA.
- [5] Mott R E, Cable A S, Spearing M C. Measurements of relative permeabilities for calculating gas-condensate well deliverability[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 2000, 3(6): 473-479.
- [6] Al-Anazi H A, Pope G A, Sharma M M, et al. Laboratory measurements of condensate blocking and treatment for both low and high permeability rocks[C]// paper SPE-77546-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 29 September-2 October 2002, San Antonio, Texas, USA.
- [7] 杜建芬, 肖翠, 汪周华, 等. BK 气藏反凝析污染评价及解除方法实验[J]. 天然气工业, 2015, 35(4): 52-56.
- [8] 郭平, 邓垒, 杨学峰, 等. 低渗富含凝析油凝析气藏气井干气吞吐效果评价[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 355-357.
- [9] 汪周华, 王记俊, 杨洪志, 等. 安岳低渗凝析气藏单井干气吞吐参数优化[J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 84-88.
- [10] Moradi B, Tahami A, Dehghani H, et al. Investigation and comparison of production in vertical, horizontal, slanted and hydraulically fractured wells in a gas condensate field[J]. Journal of Petroleum Science Research, 2014, 3(3): 145-152.
- [11] 郭平, 汪周华, 朱忠谦, 等. 凝析气藏提高采收率技术与实例分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
- [12] Rahimzadeh A, Bazargan M, Darvishi R, et al. Condensate blockage study in gas condensate reservoir[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 33(7): 634-643.

(编辑 尹淑容)