



ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research
Smart Process Manufacturing—Article

包括二氧化碳封存的页岩气网络设计和操作之间的相互作用

Mahdi Sharifzadeh*, Xingzhi Wang, Nilay Shah

Center for Process Systems Engineering, Department of Chemical Engineering, Imperial College London, London SW7 2AZ, UK

ARTICLE INFO

Article history:

Received 31 December 2016

Revised 13 February 2017

Accepted 20 February 2017

Available online 1 April 2017

关键词

页岩气
水力压裂
调度
关井
二氧化碳封存
同时优化

摘要

随着对能源的需求不断增加,页岩气作为一种非常规的甲烷(CH_4)来源显示了巨大的商业化潜力。然而,由于页岩气储层的超低渗透,为了提高产气量,使经济效益最大化,并确保安全环保运行,需要一些特殊的处理,如水平钻孔、水力压裂、周期性的关井和二氧化碳(CO_2)注入。尽管大量的研究致力于这一新兴技术,但许多研究人员只是孤立地研究了页岩气设计和操作决策。事实上,这些决策是高度相关的,应该被同时考虑。因此,本文解决了设计和操作决策之间的相互作用的问题。在本文中,我们首先建立一个页岩气储层的物理模型。接下来,为了深入了解页岩气网络的复杂行为,我们对重要的设计和操作决策,如井的深度、井的排布、断裂数及断裂距离、二氧化碳的注入量和关井调度等,进行灵敏度分析。结果表明,页岩气产量最高的未必是最赚钱的设计;钻探、压裂和二氧化碳的注入对这项技术的经济可行性有很大的影响。特别是,由于高成本,使用二氧化碳提高气体采收率(EGR)似乎并不具备商业竞争力,除非税收减免或补贴可用于二氧化碳封存。也发现设计和操作决策的相互作用非常重要,这些决策应该同时被优化。

© 2017 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of the Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

日益减少的石油储量激发了对页岩气等非常规资源的商业化研究。与天然气不同,页岩气需要从极低渗透的地质结构中提取。因此,采用特殊方法,如水平钻井、水力压裂、注入二氧化碳(CO_2)和关井等操作,来提高经济效益。所涉及的决策是高度复杂的,可以大致分为设计和操作决策。设计决策的共同特点是在页岩气勘探的早期阶段的直接实现,如井的数量和它们的间距和长度,及压裂的数量和它们的距离。据说设计决策是“此时此刻”的决定。相比之下,操作决策,如产量、关井调度和潜在的二氧化碳注入,只有在页岩气开采的后期

进行。设计和操作决策之间的相互作用被称为“综合设计和控制”[1–3]。

页岩气网络设计已成为关注的焦点。Ran和Kelkar[4]研究断裂阶段的数量对经济的影响。他们的研究表明,随着断裂阶段的数量增加,完工成本成为最主要的成本因素;超出一定数量的断裂,增加的成本要超过效益的增量。Balan等[5]利用一个代理模型优化布井、水力裂缝间距以及假想的页岩气的大小,得到了类似的结论。

与此同时,页岩气生产网络的操作成为其他研究人员关注的焦点。与常规相比,页岩气储层经历大幅的压力消逝和潜在的液体加载,可以极大地影响气体产量。适当的关井操作可以避免这个问题,并增加气体的提

* Corresponding author.

E-mail address: mahdi@imperial.ac.uk

取[6]。Knudsen[7]将关井策略融合到一个单井的优化过程,在4个例子中采用不同的关井时间周期。结果显示,使用关井程序可以使页岩气产量损失大大减少。后来,Knudsen等[8]引入了多井页岩气井调度方案。建立了一个单层和激进的页岩气储量综合代理模型,并利用混合整数线性规划(MILP)进行优化。但是,结果显示该模型与实际复杂系统预测关井操作不符。为了提高模型的性能,Knudsen和Foss[9]建立了一个基于偏微分方程新的页岩气井的代理模型。广义析取程序(GDP)用来合并关井安排。后来,Knudsen等[10]使用三区代理模型建立了一个多层关井方案策略模型。他们应用拉格朗日松弛法进行系统优化。

关井程序可以应用于大的范围。然而,它们可能在长期生产中导致不期望的中断。将二氧化碳注入页岩气藏是一种替代方法来提高页岩气的采收率。页岩地层优先吸附二氧化碳(大约是甲烷的5~10倍[11]),这可导致页岩气采收率的增加。大量的研究正在进行以便更好地了解和改进注气方法开采页岩气。Eshkalak等[12]对比使用二氧化碳注入和再次压裂对页岩气开采效果的影响。针对两种情形分别构建双孔隙度和双渗透模型。结果表明由于新的排放面的形成,再次压裂技术优于二氧化碳注入技术。然而,二氧化碳注入技术可以提高页岩气开采的长期效果。同时也发现,在再次压裂技术后使用注气方法能非常有效地提高页岩气的采收率。美国国家能源技术实验室(NETL)的研究人员[13]应用数值模拟的方法来模拟使用二氧化碳注入方法采收页岩气。他们建立了一个双孔隙度和双渗透模型来评估不同的二氧化碳注入量下页岩气的采收性能。结果表明,由于较低的运营成本,较低的注入量可以获得更大的经济效益。此外,高注入量可能会产生不希望的断裂。Li和Els-worth[14]应用Barnett页岩模型来估计不同压力下页岩气的采收率。结果表明,当二氧化碳注入分别为0 MPa、4 MPa和8 MPa时甲烷的产量分别增加了2.3%、14.3%和28.5%。总之,二氧化碳注入是一种有效的技术来提高页岩气的采收率;此外,这种技术可以储存温室气体(GHG)。

然而,本文并不是为了对该领域的研究进行一个完整的综述。基于上述分析,可以很容易发现页岩气网络设计和操作决策是截然不同的,比天然气的生产更具挑战性。特别是:

- 设计和操作决策对经济效益产生重大的影响;
- 设计和操作决策是高度非线性的,不能借用传统

的简化方法;

- 设计和操作决策的区别在于前者是早期阶段,虽是高度互动和相互依存的。

随着对参与页岩气网络的设计和操作的深入研究,目前的研究开发了页岩气网络的全物理模型,该模型包括4个生产井和4个注水井。这个严格的模型可以用来进行诸如每个井断裂的数量、断裂距离、长度、生产安排和注气井等设计决策的灵敏度分析,以及诸如二氧化碳注入的可能性和关井安排(时间、持续时间和频率)等操作决策分析。本文通过一个例子,展示了设计和操作决策是高度相关的,需要同时决策;最后提出未来的研究方向。

2. 页岩气储层的全物理模型

使用数值模拟软件(Eclipse)建立了全物理模型。页岩气储层为非常规油气藏,选用了非常规气特别规划的煤层气(CBM)方法。考虑了非达西流动和即时解吸。为了模拟页岩气储层的基质断裂系统,使用Eclipse模拟软件工具构建了双孔隙度和双渗透模型。与单渗透模型不同,其中基质块仅通过断裂系统连接,并且基质块作为源,双渗透系统在相邻基质块之间有直接流动。为了模拟水力裂缝,应用局部网格细化(LGR),将某些基质块的孔隙度和渗透率调整为裂缝的孔隙度和渗透率。

在断裂的页岩气储层中,流体存在于彼此连接的两个系统中:

- 占据大部分储层容积的岩石基质;
- 岩石断裂,高度可渗透。

在页岩气储层中,岩石基质具有高孔隙度和低渗透性,而岩石断层具有低孔隙度和高渗透性[15]。Soeder[16]提出,平均岩石基质孔隙率约为10%,Wang和Wu[17]估计断裂孔隙率约为1%。页岩气基质的渗透率可以通过Klinkenberg[18]来计算:

$$K = k^{\infty} \times \left(1 + \frac{b_k}{\bar{P}} \right) \quad (1)$$

其中, b_k 为Klinkenberg系数; \bar{P} 为平均孔隙压力;而 k^{∞} 为参考磁导率。Aguilera[19]假设基于页岩气储层的简化经验方程为:

$$r = 2.665 \left(\frac{k_m}{100\phi_m} \right)^{0.45} \quad (2)$$

其中, r 为孔径; ϕ_m 和 k_m 分别为基质中的孔隙率和渗透率。在本文提出的研究中, 考虑了 ϕ_m 为0.1、 r 为6 nm的值。Liu等[20]使用气体吸附法测得了平均孔径为5.97 nm, 并采用水银侵入技术获得渗透率的值为60.7 nd (1 nd = $9.869233 \times 10^{-10} \mu\text{m}^2$)。Cho等[21]建议水力裂缝的渗透率约为 1×10^5 万md。液压或主要裂缝是通过注入水力压裂液引起的。它们沿最小主应力方向传播[6]。支撑剂为这些类型的断裂提供高渗透性[7], 并且使气体容易从基质流到孔中。相比之下, 二次裂缝是由水力裂缝引起的岩石地质力学变化的结果[7]。Ozkan等[22]研究了二次断裂的渗透性。在初始条件下, 发现压力为5000 psi (1 psi = 6.894757×10^3 Pa)、渗透率为2000 md。在提取过程中, 水力压裂诱发的二次裂缝的渗透率为200 md左右, 流下的底孔压力降至约750 psi。天然裂缝的渗透率被认为是可以忽略的, 因为它对生产率几乎没有影响; 限制因素是基质的流量[22]。解吸可以用Langmuir方程建模:

$$V_{\text{ads}} = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (3)$$

其中, V_{ads} 表示在储层岩石中吸附的气体体积, $\text{scf} \cdot \text{t}^{-1}$ (scf 为标准立方英尺, $1 \text{ scf} = 0.0283168 \text{ m}^3$); p 为压力; V_L 和 p_L 分别为Langmuir体积和Langmuir压力。Langmuir体积代表岩石的最大吸附能力, Langmuir压力是 V_{ads} 等于一半Langmuir体积时的压力。当解吸过程可忽略时, 可以应用所谓的“即时解吸”模型。Queipo等[23]研究了特定页岩气储层的储存能力。使用Langmuir等温线性性质, 可以将游离和吸附的气体绘制为压力的函数。在5000 psi的初始压力[24–26]下, 储层中的气体大约为70%的游离气体和30%的吸附气体。当储层压力下降到750 psi的井底流压(FBHP)时, 吸附气体的比例变为60%, 吸附气体的含量几乎保持不变。显然, 在储层库存明显降低到初始压力以下之前, 页岩气解吸不会显著影响页岩气产量。这一行为与Barnett[27]以前的观察结果一致, 其中气体解吸在重要生产后呈现为下降曲线, 但对累积气体产量影响不大。因此, 页岩气的解吸可以忽略不计, 可以应用瞬时解吸模型。吸附-解吸过程被表示为基质孔隙系统中的源项。

页岩气储层中的流体流动可分为两部分:

- 气体流向基质孔隙内的裂缝;
- 裂缝中的气体流动。

对于基质内的气体流动, 流量非常小, 因此, 气流

符合达西定律。对于裂缝中的气体流动, 由于速度高, 流量是非达西流量, 可以使用Forchheimer相关进行校正, 该校正考虑了惯性效应[28, 29]:

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu}{K} v + \rho \beta v^2 \quad (4)$$

其中, dp/dx 为压力梯度; v 为气体速度; μ 为流体黏度; K 为岩石的有效渗透率; ρ 为流体密度; β 为 1 ft^{-1} ($1 \text{ ft} = 0.3048 \text{ m}$)的非达西系数。非达西系数的一般形式如下所示[28]:

$$\beta = aK^{-b} \quad (5)$$

其中, a 和 b 为通过实验室实验确定的常数, 其估计值 a 为109, b 为1。

储层主体由受压储层体积(SRV)占据。水力压裂和诱发的继发性断裂穿透整个体积。SRV部分的基质磁导率复杂, 与SRV外部不同。页岩气开采前SRV的平均基质渗透率为3 md[29]。由于裂缝的孔径远小于块的尺寸, 因此应考虑围绕裂缝的整个区域的平均渗透率。表1[30]总结了应用于一次和二次断裂建模的模拟模型的重要参数。

表1 仿真模型参数

Parameter	Value
Dimensions of the field (m)	205 × 205 × 99
Number of cells in x, y, and z directions	41 × 41 × 11
Matrix porosity	10%
Hydraulic fracture porosity	1%
Matrix permeability (nd)	60.7
Hydraulic fracture permeability (md)	100 000
Secondary fracture permeability (md)	200
Fracture block permeability (md)	100 [30]
Fracture half-length (m)	25 [30]

为了管理本研究中的计算时间, 考虑了小规模SRV; 这可以被认为密集探索的储层的一部分。场尺寸在水平面为205 m×205 m, 深度为99 m。模拟模型中的模块数为41×41×11, x 、 y 和 z 方向各模块的尺寸分别为5 m、5 m和9 m。图1给出了具有水力裂缝的网格图。生产井和注入井分别由字母P和I指定。注入井是垂直的, 生产井具有垂直段, 随后是水平段。

在我们的案例中, 探讨二氧化碳注入的可能性。因此, 我们考虑除了甲烷之外的二氧化碳成分。应用组合模型(Eclipse 300[29])以满足期望情况。在模型中考虑了由4个正交生产井组成的多孔井。此外, 当注入二氧化

碳时, 4个注入井正在运行。生产井和注入井分两种方式排列, 如图2所示。在 α 排列中, 注入井与每个生产井呈 45° 角。在 β 排列中, 注入井和相应的生产井彼此相邻。

优化的目标函数是现场开发的净现值(NPV), 即现金流贴现(DCF)减去资本支出 C_{cap} 的总和:

$$NPV = \sum_{n=1}^N DCF_n - C_{\text{cap}} \quad (6)$$

资本成本是租赁成本、钻井成本、压裂成本和二氧化碳注入成本的总和[30]:

$$C_{\text{cap}} = C_{\text{lease}} + C_{\text{drill}} + C_{\text{frac}} + C_{\text{injection}} \quad (7)$$

据估计, 深达6000~11 000 ft的伍德福德页岩(俄克拉荷马州)的钻井和完成新井的成本为670万美元, 而海恩斯维尔页岩钻井和完成新井的成本估计为950万美元[31]。根据Wilson和Durlifsky提供的更可扩展的数据[32], 钻井成本为 $250 \text{ USD} \cdot \text{ft}^{-1}$, 完成(压裂)成本为 $21\,750 \text{ USD} \cdot \text{stage}^{-1}$, 租赁成本为11 130 USD。根据Al-linson等的工作[33], 二氧化碳注入成本为 $1000 \text{ AUD} \cdot \text{t}^{-1}$, 约为 $1.49 \text{ USD} \cdot \text{m}^{-3}$ 。这个成本包括二氧化碳压缩、运输和注射。页岩气的折现现金流功能[34]:

$$DCF_n = (1-T)(q_n G - C_{\text{LOE}} \times t)(1+i)^{-n} \quad (8)$$

其中, q_n 为时间步长上的生产量; G 为页岩气价格; T 为税率; i 为贴现率; C_{LOE} 为租赁经营成本, 即提取工

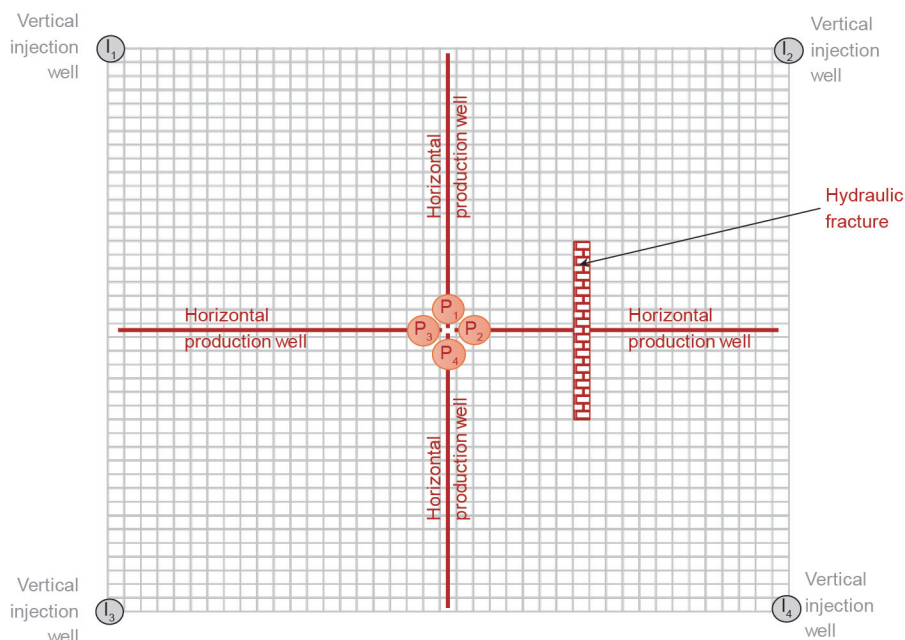


图1. 具有水力裂缝的网格模型。

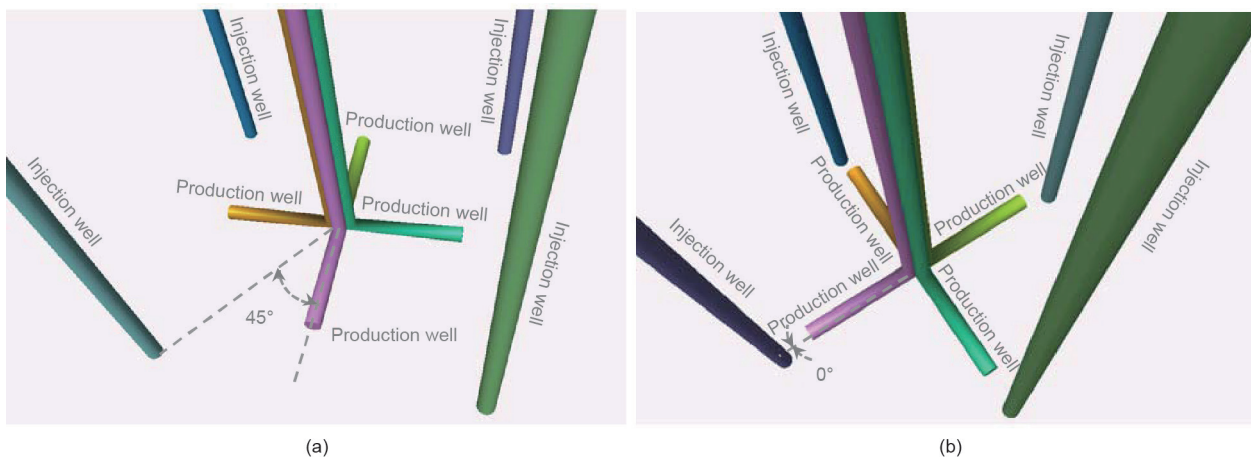


图2. (a)井的排列(α): 生产井和注入井之间的倾角为 45° ; (b)井的排列(β): 生产井和注入井之间的倾角为 0° 。

作中使用的设备的成本。

页岩气价格的影响因素和传统天然气价格的影响因素相同；因此我们在页岩气项目中采用了常规天然气价格。这项研究使用了 $9.55 \text{ USD} \cdot \text{MMBtu}^{-1}$ 的天然气价格[31]，其中，MMBtu代表了100万英国热电单位。其他参数见表2[30]。

表2 DCF函数中其他的参数

Parameter	Value
Tax rate	30%
Lease operating cost	25 USD·d ⁻¹
Discount rate	15%

气体生产可以在考虑关闭操作的时间步骤中显示，如下所示：

$$q_n = \int_{t_n}^{T_i} r(t)dt + \sum_{i=2}^{m-1} \left[\int_{T'_i}^{T_i} r(t)dt + \int_{T'_i}^{T_{i+1}} r(t)dt \right] + \int_{T'_m}^{t_{n+1}} r(t)dt \quad (9)$$

其中， $r(t)$ 为页岩气产量； m 指时间段中的关闭阶段； T_i 和 T'_i 分别为每个关闭间隔的开始和结束时间； $T'_i - T_i$ 为关闭间隔。气体产量 r 可以定义如下[31]：

$$r = r_i (1 + \eta D_i t)^{\frac{1}{\eta}} \quad (10)$$

其中， r 为 t 时刻的产量， $\text{Mcf} \cdot \text{a}^{-1}$ (Mcf 为 1000 ft^3)； r_i 为 $t = 0$ 时的初始产量； D_i 和 η 是常数， D_i 是生产下降时的初始速率， η 是 D_i 随时间的变化率。Lake[31]提供了这些参数的值： $r_i = 19\,500 \text{ Mcf} \cdot \text{d}^{-1}$ ， D_i 第一年为85%， $\eta = 1.0$ 。

3. 灵敏度分析

作为一个复杂的过程，页岩气的提取包含了一系列大量的决策，并影响着气体的产量和钻井的效率。因此，筛选出那些对页岩气产量有重大影响的决策是至关重要的。一个有效的方法是一次改变一个因素，同时保持其他决策不变。为了减少工作量，我们选择了一些典型的参数值作为分析的基准，然后相应地筛选出最敏感的决策。可以很容易地确定两种类型的决策：设计决策和操作决策。这些将在下面讨论。

3.1. 设计决策

设计决策可能会极大地影响页岩气生产。一旦页岩气开采投入运行，网络设计是固定的，几乎没有空间来修改这些决定。几个关键的设计决策，包括每个井的裂

缝数量、断裂距离、井长、布井方案等将会在这里进行讨论分析。

3.1.1. 各井裂缝数量

由于页岩气储层的超低渗透性，页岩气提取过程中水力压裂是不可或缺的，每口井的水力裂缝数量对页岩气的产量有着很大的影响。由于本研究中使用的SRV不是很大($205 \text{ m} \times 205 \text{ m} \times 99 \text{ m}$)，因此分别设定每口井的裂缝数量为1、2和3，并进行讨论。这里井的断裂距离是均匀的，总井长为100 m，井位置服从 α 方案。

图3(a)显示了三种情况的页岩气产量，可以看出，随着裂缝数量的增加，产量开始显著上升。第三天，有3个裂缝的井的页岩气产量是只有一个裂缝的情况的两倍以上。这个结果可以通过水力压裂的高渗透性和诱发的二次裂缝来解释。与页岩气基质相比，液压裂缝具有非常高的渗透性，裂缝可以渗透页岩的紧密岩石并释放被困的页岩气。二次裂缝也是由水力压裂引起的，并释放出额外的页岩气。具有更多的裂缝意味着页岩气从基质移动到井更容易，因此，当裂缝数增加时，气体产量最初增加。同时也观察到，当有更多的裂缝时，页岩气产量下降得更为明显，这个结果可以归结为压降的影响。当裂缝增加时，页岩气从页岩气储层中释放的速度也会加快，同时伴随着基质压力的快速下降，导致页岩气的提取速度迅速降低。因此，在产生的气体总量和断裂数之间存在一个权衡。图3(b)说明了3种情况下的页岩气总产量。结果表明，有两个裂缝的页岩气总产量最高，而只有一个裂缝的情况与只有3个裂缝的情况相比只有较小的优势。虽然一开始每口井有3个裂缝的生产率最高，但由于后期过程中发生的页岩气产量的急剧下降，所以总产气量是最低的。表3显示了3种情况下的NPV。考虑经济利益时，每口井有两个裂缝的情况经济效益最大。虽然这种安排要比每口井只有一个裂缝的投资更多，但是这种额外的成本将带来丰厚的利润。另外发现，由于压裂成本高，有3个裂缝的井的是很不经济的。

3.1.2. 断裂距离

二次裂缝的形成非常复杂，受断裂距离的影响很大。不同的裂缝距离可以形成不同的二次裂隙结构，从而影响页岩气产量。在本研究中，考虑了3个裂缝距离：20 m、30 m和45 m，每种情况有两个裂缝，井长为100 m，采用 α 布井方案，并且无二氧化碳注入或关闭

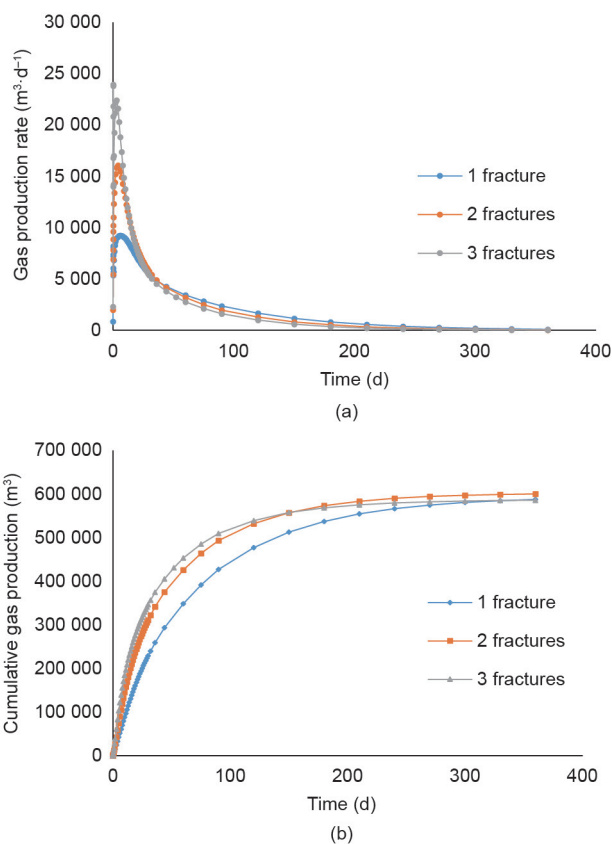


图3. (a)不同数量的裂缝对页岩气产量的影响; (b)不同数量的裂缝对总产气量的影响。

表3 不同数量的裂缝对应的页岩气产量的净现值

Fracture number	NPV (USD)
1	21 090
2	21 563
3	Negative

操作。图4为页岩气在开采第十五天时不同裂缝距离的压力分布。

图5(a)显示了不同裂缝距离的页岩气产量。图5(b)显示了相应情况下的累积产量。虽然这些差异是递增的,但它表明在30 m断裂距离的情况下,总产气量最高。这意味着如果断裂距离太大或太小,水力压裂引

起的二次裂缝不能合理地覆盖整个储层;在这种情况下创建的二次裂缝结构比在其他情况下创建得更好。也可以从压力图中观察到这一现象,如图4(b)所示的30 m断裂距离的情况,图中提供了更大和更均匀的低压区域,表明更好的气体释放。表4列出了不同断裂距离的NPV。30 m距离的情况下,页岩气产量最高、经济效益最大。

3.1.3. 井长

井的长度是必须考虑的重要设计因素。在本研究中,分别对50 m、75 m和100 m的井长进行敏感性分析。在这些情况下,每个井只有一个断裂,采用 α 布井方案,没有二氧化碳注入或关闭操作。

如图6(a)所示,较长的井开始时气体产量较高,但压力下降幅度较大。如果井长增加,更多的气体将通过井壁从基质渗透到井中。图6(b)显示了页岩气的累计产量,总产气量随着井长的增加而增加。

表5显示了不同井距的NPV。在考虑经济效益时,钻井成本是一个非常重要的考虑因素。经过计算,在50 m井长的情况下NPV最高,其随井长的增加而减小。这种结果与总产气量是相反的,这意味着钻井成本在页岩气开采过程中起着重要的作用。

3.1.4. 布井方案

当采用二氧化碳注入方式来改善页岩气生产时,生产井和注入井的布置会影响页岩气的质量和产量。在本研究中考虑了两个布井方案,如图2(a)、(b)所示。在 α 方案中,每个注入井与最接近的生产井呈 45° 角。在 β 方案中,每个生产井的水平部分朝向最近的注入井。每个井有两个裂缝,井长75 m,保证其他决策不变,以 $7079.2 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 的速度注射二氧化碳,没有封井操作。

图7(a)显示了不同布井方案下的气体产量,图7(b)显示了提取气体的摩尔分数,图7(c)表示两种情况下的

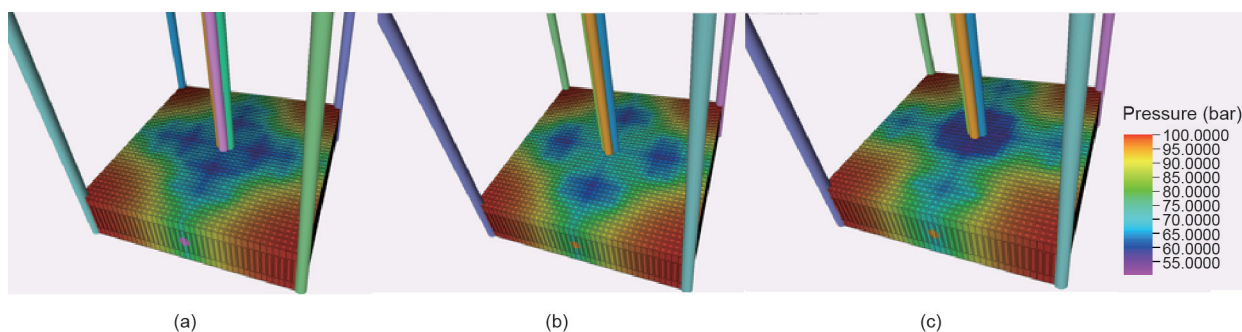


图4. 第十五天不同断裂距离的裂缝/基质的压力图。(a) 20 m; (b) 30 m; (c) 45 m. 1 bar=100 kPa。

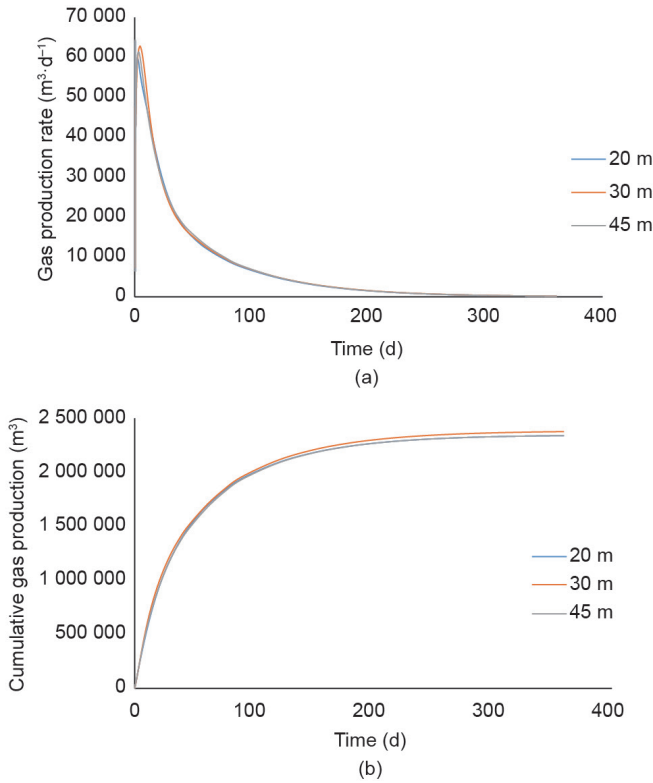


图5. (a)不同裂缝距离的页岩气产量；(b)不同裂缝距离的累积产量。

表4 不同裂缝深度对应的页岩气产量的净现值

Distance between fractures (m)	NPV (USD)
20	18 292
30	21 563
45	19 771

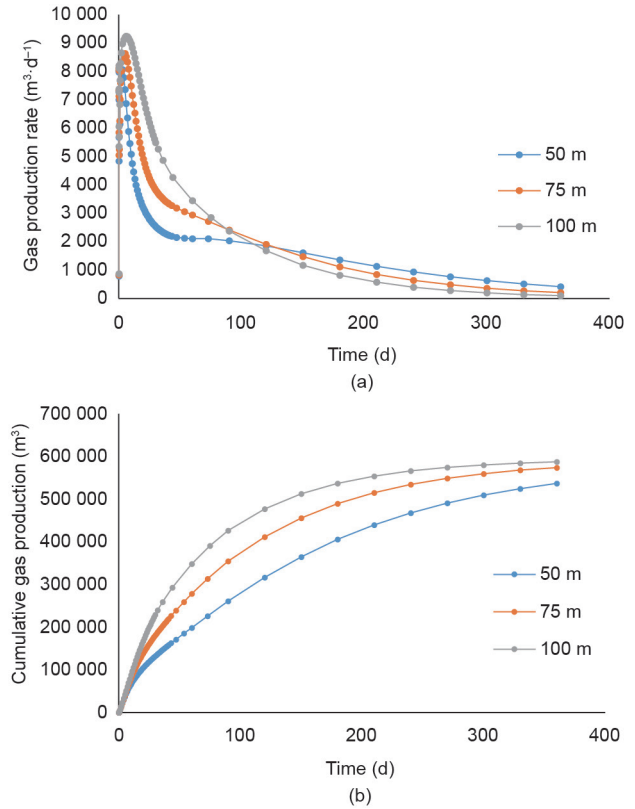


图6. (a)不同井深的页岩气产量；(b)不同井深的总气体产量。

表5 不同井深对应的页岩气产量的净现值

Well length (m)	NPV (USD)
50	51 693
75	38 854
100	21 090

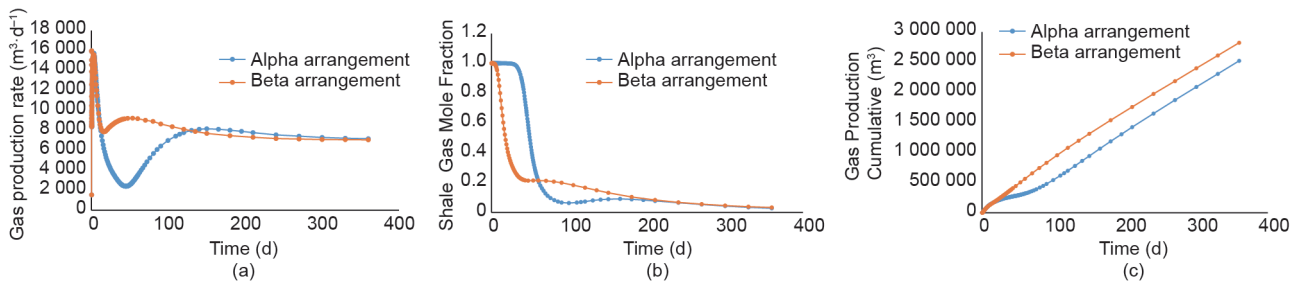


图7. (a)不同布井方案的气体产量；(b)不同布井方案的页岩气摩尔分数；(c)不同布井方案的总页岩气产量。

总页岩气产量。得到的结果可分3个阶段来描述。在第一阶段，生产气体不含任何二氧化碳。页岩气产量曲线与没有二氧化碳注入的曲线相似。在第二阶段，随着甲烷的摩尔分数的减少，二氧化碳的摩尔分数开始增加。页岩气产量在这一时期有所增加。在最后阶段，组分的摩尔分数变得稳定，页岩气产量慢慢下降。与 α 方案相比，在 β 方案中，第一阶段的时间变短，第二阶段开始更加迅速。这种结果差异是由注入井和水力裂缝之间的距离和角度引起的。 β 方案中的水力裂缝比 α 方案中的

更接近注入井，二氧化碳流量几乎与水力裂缝垂直，这使得二氧化碳更容易“突破”生产井。通过将页岩气摩尔分数乘以产量，并在时间范围内对其积分，可以估算总甲烷产量。由此得出的 α 方案中的甲烷排放总量为530 756 m^3 ， β 方案为423 804 m^3 。尽管 β 方案总产气量较高，但 α 方案提取了更多的甲烷。这一结果表明，如果注入二氧化碳进入生产过程中，页岩气的质量和产量将会降低。注入井和生产井的方向和距离在设计决策中是至关重要的。

3.2. 操作决策

操作决策不仅会影响页岩气的产量，并且可以灵活应对潜在的不确定性。二氧化碳注入和关井操作是提高页岩气产量的有效途径，研究它们对页岩气生产的影响是至关重要的。

3.2.1. 二氧化碳注入

二氧化碳注入是改善页岩气生产的有效途径，也可作为碳封存法。注入的二氧化碳可以将基质中的页岩气推向生产井，从而增强页岩气的产量。然而，控制喷射率是非常重要的，因为注入量过高会导致页岩气质量下降。在本节中，我们将考虑6个二氧化碳注入量： $0 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 、 $50 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 、 $100 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 、 $300 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 、 $3000 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 和 $7079.2 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 。每个井有两个裂缝，断裂距离均匀，井位于 α 地层，没有封井操作。

图8(a)显示了6种二氧化碳注入量下的页岩气产量。当二氧化碳注入量增加时，页岩气产量下降速度变缓，二氧化碳注入量达到 $3000 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 时，60天后页岩气产量稳定，即使将二氧化碳注入量增加到 $7079.2 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 。生产井中的二氧化碳的突破增加了生产气体的数量。图8(b)显示了所考虑情况下的总页岩气产量。图8(c)给出了提取气体中页岩气(CH_4)摩尔分数方面的更多细节。很明显，随着注入量的增加，二氧化碳更早、更快地进入生产井。结果表明， $50 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 和 $100 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 的注入量促进了优质页岩气的增加，相比之下， $3000 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 和

$7079.2 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 的注入量下得到的页岩气质量相当差；此外，由于沟道效应，100天后几乎所有产生的气体都是二氧化碳。

表6表明页岩气总产量首先随着二氧化碳注入量的增加而增加，页岩气总产量在达到最大值后会下降。当注入量过高时，页岩气总产量甚至比没有注入二氧化碳的生产要小，这是由过量的二氧化碳注入造成的。大量的二氧化碳可以为水力裂缝和生产井产生隧道，然后二氧化碳可以直接流入生产井，而不会将页岩气推入基质，进而阻止页岩气进入生产井。换句话说，太大或太小的注入量会破坏页岩气生产产量或对页岩气生产几乎没有影响。有一个最佳的二氧化碳注入量可以获得最大的页岩气产量。

二氧化碳注入和注入井钻井的成本是应考虑的关键经济因素，二氧化碳注入时的经济效益应根据NPV进行量化。表7显示了针对不同注入量，NPV对二氧化碳价格、页岩气价格和税率的敏感性。例如，对于情景1~5，当税率为30%、页岩气价格为 $0.319 \text{ USD} \cdot \text{m}^{-3}$ ($9.5 \text{ USD} \cdot \text{MMBtu}^{-1}$ ，假设页岩气热值为 $950 \text{ Btu} \cdot \text{ft}^{-3}$)时，分析NPV对二氧化碳的价格的敏感性。该分析表明，如果二氧化碳价格下降了50%，则净现值变为正值。然而，由于页岩气价格低廉，即使对于这种廉价的二氧化碳流，也没有比不注射二氧化碳更经济。两套预期情景可以促进页岩气藏中二氧化碳的封存。首先，常规资源的枯竭会增加页岩气的价格；其次，政府可以考虑奖励

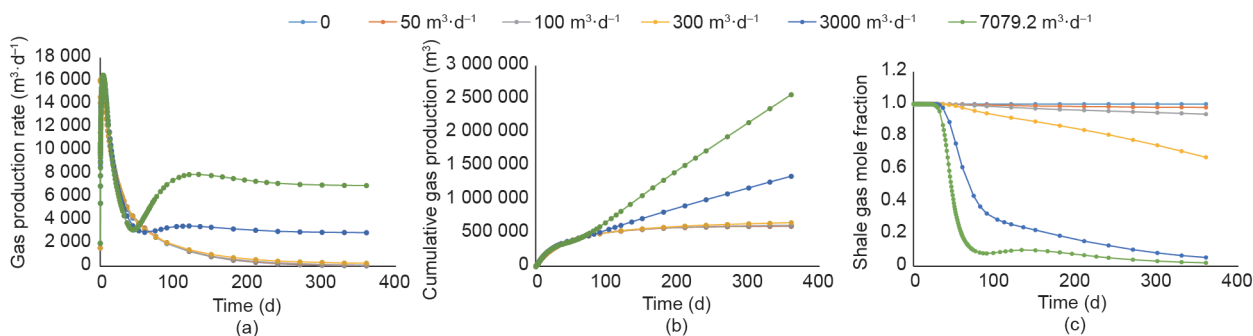


图8. (a)不同二氧化碳注入量对应的页岩气产量；(b)不同二氧化碳注入量对应的总页岩气产量；(c)不同二氧化碳注入量对应的页岩气摩尔分数。

表6 不同二氧化碳注入量对应的总页岩气产量

Case	CO ₂ injection rate (m ³ ·d ⁻¹)	Total shale gas production (m ³)
1	0	600 450
2	50	607 400
3	100	611 320
4	300	608 800
5	3000	603 000
6	7079.2	541 250

或减税，以鼓励二氧化碳封存。这些备选方案在情景16~35中有所描述。

在情景6~10中，页岩气的价格提升两倍，而在情景11~15中，页岩气的价格提升了10倍之多。表7表明，随着二氧化碳价格与页岩气价格的比例下降，净现值急剧增加。然而，只有20%以下的价格比例，二氧化碳注入才能产生附加值，并且在商业上可行。

表7 表6中的不同情况对应的页岩气产量的净现值

Scenario	Tax rate	CO ₂ price (USD·m ⁻³)	Shale gas price (USD·m ⁻³)	Price ratio	NPV (USD)					
					Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6
1	30%	1.450	0.319	4.550	21 563	2 986	28 212	133 174	1 543 868	3 686 883
2	30%	0.725	0.319	2.275	21 563	10 064	2 112	54 874	760 868	1 839 264
3	30%	0.363	0.319	1.137	21 563	16 589	10 938	15 724	369 368	915 454
4	30%	0.181	0.319	0.569	21 563	19 851	17 463	3 851	173 618	453 549
5	30%	0.091	0.319	0.284	21 563	21 482	20 726	13 638	75 743	222 597
6	30%	1.450	0.637	2.275	155 524	132 525	108 174	2 650	1 409 338	3 566 129
7	30%	0.725	0.637	1.137	155 524	145 575	134 274	80 950	626 338	1 718 510
8	30%	0.363	0.637	0.569	155 524	152 100	147 324	120 100	234 838	794 701
9	30%	0.181	0.637	0.284	155 524	155 362	153 849	139 675	39 088	332 796
10	30%	0.091	0.637	0.142	155 524	156 994	157 111	149 462	58 787	101 844
11	30%	1.450	3.187	0.455	1 227 210	1 216 615	1 199 261	1 089 239	333 101	2 600 104
12	30%	0.725	3.187	0.227	1 227 210	1 229 665	1 225 361	1 167 539	449 899	752 485
13	30%	0.363	3.187	0.114	1 227 210	1 236 190	1 238 411	1 206 689	841 399	171 325
14	30%	0.181	3.187	0.057	1 227 210	1 239 453	1 244 936	1 226 264	1 037 149	633 230
15	30%	0.091	3.187	0.028	1 227 210	1 241 084	1 248 198	1 236 051	1 135 024	864 182
16	20%	1.450	0.319	4.550	21 563 ^a	16 372	8 728	113 771	1 524 650	3 669 632
17	20%	0.725	0.319	2.275	21 563 ^a	29 422	17 372	35 471	741 650	1 822 013
18	20%	0.363	0.319	1.137	21 563 ^a	35 947	30 422	3 679	350 150	898 204
19	20%	0.181	0.319	0.569	21 563 ^a	39 210	36 947	23 254	154 400	436 299
20	20%	0.091	0.319	0.284	21 563 ^a	40 841	40 209	33 042	56 525	205 346
21	10%	1.450	0.319	4.550	21 563 ^a	35 731	10 756	94 367	1 505 431	3 652 382
22	10%	0.725	0.319	2.275	21 563 ^a	48 781	36 856	16 067	722 431	1 804 763
23	10%	0.363	0.319	1.137	21 563 ^a	55 306	49 906	23 083	330 931	880 953
24	10%	0.181	0.319	0.569	21 563 ^a	58 569	56 431	42 658	135 181	419 048
25	10%	0.091	0.319	0.284	21 563 ^a	60 200	59 693	52 445	37 306	188 096
26	5%	1.450	0.319	4.550	21 563 ^a	45 410	20 497	84 666	1 495 822	3 643 756
27	5%	0.725	0.319	2.275	21 563 ^a	58 460	46 597	6 366	712 822	1 796 137
28	5%	0.363	0.319	1.137	21 563 ^a	64 985	59 647	32 784	321 322	872 328
29	5%	0.181	0.319	0.569	21 563 ^a	68 248	66 172	52 359	125 572	410 423
30	5%	0.091	0.319	0.284	21 563 ^a	69 879	69 435	62 147	27 697	179 471
31	0%	1.450	0.319	4.550	21 563 ^a	55 090	30 239	74 964	1 486 212	3 635 131
32	0%	0.725	0.319	2.275	21 563 ^a	68 140	56 339	3 336	703 212	1 787 512
33	0%	0.363	0.319	1.137	21 563 ^a	74 665	69 389	42 486	311 712	863 703
34	0%	0.181	0.319	0.569	21 563 ^a	77 927	75 914	62 061	115 962	401 798
35	0%	0.091	0.319	0.284	21 563 ^a	79 559	79 177	71 849	18 087	170 846

Yellow cells refer to scenarios with no CO₂ injection. Orange cells are the scenarios with negative NPV. Green cells are more profitable compared with the corresponding yellow scenarios. Blue cells indicate other positive NPC scenarios.

^a Tax rate is fixed at 30%, when CO₂ sequestration is not planned.

在情景16~20、21~25、26~30和31~35中，税率分别降低到20%、10%、5%和0%。表7表明，不管是价格比为227.5%的20%的税率(情景17)，还是价格比为455%的10%的税率(情景21)，NPV对于几乎所有的价格比例都具有商业竞争力。这一观察结果表明，政府奖励在页岩气藏二氧化碳封存商业化中起着重要的作用。

3.2.2. 关井作业

油层压力在生产操作过程中不断下降，当压力非常低的时候可能会发生积液现象。因此，压力梯度可能不足以推动液体，导致堵塞和生产中断。关井作业是防止积液和提高产气量的有效途径。关井调度和持续时间是影响页岩气产量的重要操作决策。在本文中，我们对关井作业的三个方面的研究：关井持续时间、在何时

需要关井和关井频率。

(1) 关井持续时间。为了研究不同关井持续时间对产气量的影响,选择4个时间间隔:5天、15天、30天和60天。不管在什么情况下,所有的注入井都在第30天关闭。每个井都有两个裂缝甚至有间距。生产井长度为100 m,所有井都在 α 排列下。在这些情况下,都没有二氧化碳注入。

图9(a)表明了不同关井周期的产量。当井关闭了一段时间后,产量增加到一个很高的值。这种现象是由于储层压力积聚造成的。另外还观察到,气体产量随着关井持续时间的增长而增加。如果井长时间关闭,累积的储层压力更大,因此可以获得更高的产量。图9(b)揭示了这些情况下页岩气的总产气量。结果说明:关井作业提高了产气量,而在关井持续15天的情况下能得到最大的改善。这里会有一个在关井作业后增加产量和操作期间产量损失之间的权衡。在生产操作中,过长的关井时间会造成大量的产品损失,而如果关井作业时间太短,获得的额外产量又并不是很显著。因此,在适当的范围内保持关井持续时间以及寻找得到最高页岩气产量的关井作业持续时间是必要的。表8显示了在不同的关井持续时间下,页岩气生产井的净现值。页岩气产量较

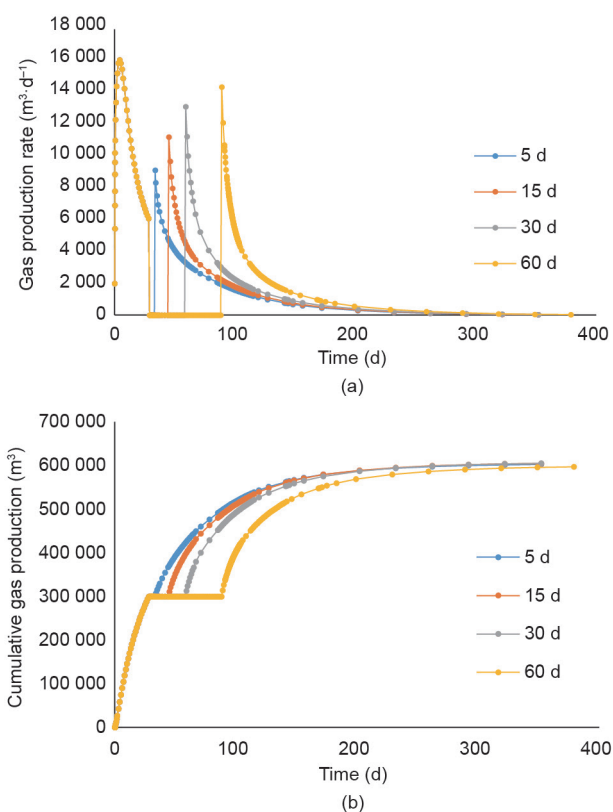


图9. (a)不同关井周期的产量; (b)不同关井周期页岩气的总产气量。

高的情况下,经济效益也较高。结果表明,关井作业是一个提高经济效益的有效操作。图10显示了关井作业前后,不同关井持续时间的压力分布。

(2) 关井时间。由于页岩气产量不时发生变化,关井操作的时机不同,可能会导致气体生产也发生变化。在这里考虑4个关井时机:在第15天、第30天、第60天和第90天关井。每个井都有两个裂缝,甚至有间距,所有井都定位在 α 排列中。生产井长度为100 m,并且在这些情况下,都没有二氧化碳注入。

图11(a)显示了不同关井时间下的页岩气产量。可以看出,如果关井的时间较早,关井后的页岩气产量会上升到更高的水平。当井在第15天被关闭,页岩气产量的上升是显著的,而在第90天被关闭,产量只轻微地增加。在关井操作早期,由于储层的高压力,基质具有高产页岩气的的能力。因此,在刚开始的这段时间内累积释放的页岩气的产量是相当大的,当再次打开井时,产量也会明显增加。随着时间的推移,页岩气藏压力降低,气藏释放能力下降。其结果是,在后期运用这些操作的话,对产量增加的影响是有限的。

图11(b)显示累积产气量。其中在一个最佳的时机进行关井操作,可以得到最大的页岩气产量。虽然如果操作应用于早期,关井以后能得到较高的产量,但是在关井期间,页岩气的生产损失也更大。如果关闭得太早,相关的生产损失相比于晚关闭来说会更加显著,从而减少总页岩气产量的增加。

表9给出了不同关井时机的封闭式操作的页岩气产量的净现值。并在第三十天被关闭的情况下能够产生最高的经济利润。这些结果也表明收入和总产气量之间的直接关系。此外,结果表明,在所有的情况下,关井作业比没有关井作业的情况下利润更高。

如前所述,页岩气储层渗透率明显低于常规气藏。其含义是,页岩气的提取导致在整个储藏中有着显著的压力梯度。过度的压力下降意味着产生的气体可能不足以提升液体,导致积液和生产中断。关井操作是防止积液和提高产气量的有效方法。在这里,生产井的短暂关闭使操作中有足够的时间来使急剧的压力梯度放缓。根

表8 不同关井持续时间对应的页岩气产量的净现值

Shut-in duration (d)	NPV (USD)
5	22 295
15	22 667
30	22 423
60	21 047

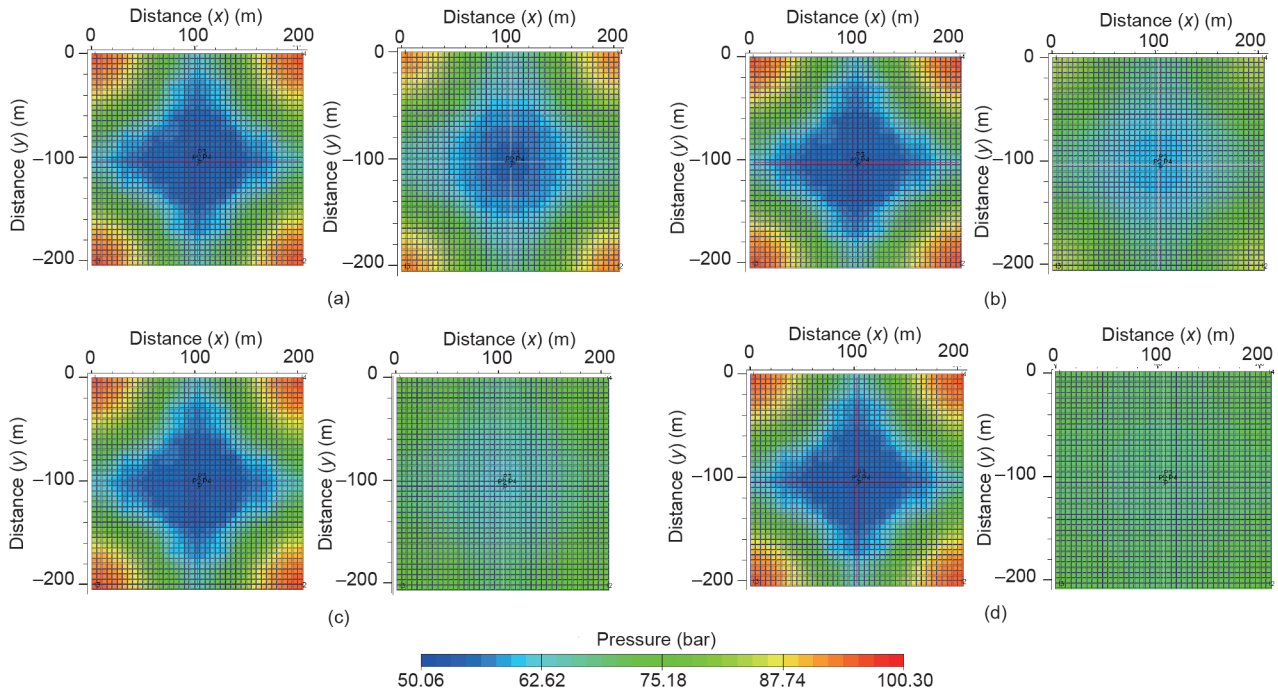


图10. 关井作业前（左）后（右）不同关井持续时间的压力分布：(a)5天；(b)15天；(c)30天；(d)60天。

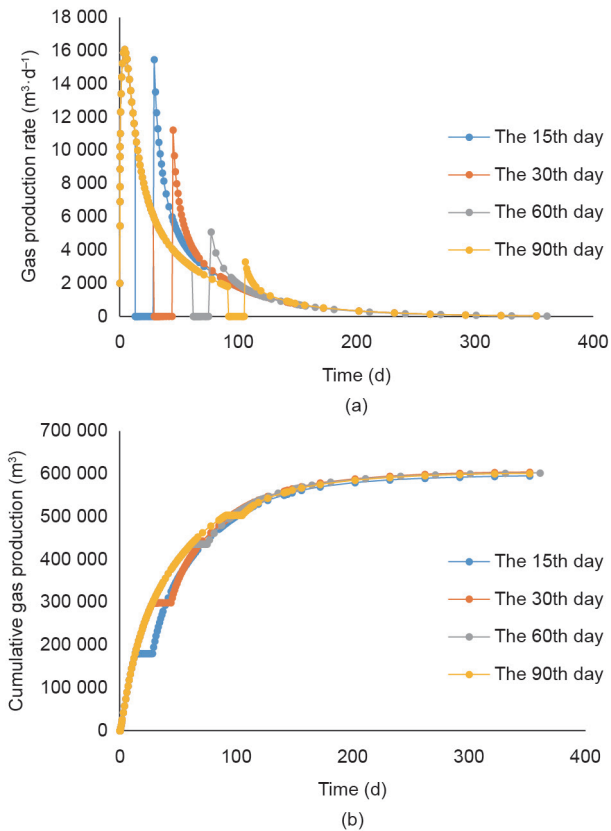


图11. (a)不同关井时间下的页岩气产量；(b)不同关井时间下的总产气量。

据Langmuir方程[式(3)], 吸附气体的体积与储层压力成正比。因此, 减少压力, 可以释放吸附的页岩气, 并且使其在生产井附近积累。然而, 关井的时机是一个关键

表9 不同关井时机对应的页岩气产量的净现值

Timing of shut-in	NPV (USD)
The 15th day	20 746
The 30th day	22 667
The 60th day	22 278
The 90th day	22 007

的决定, 这本质上涉及气体流动的动态。如果关井操作过早进行, 可能没有足够的压力梯度横跨整个储藏层来引起显著的气体释放。相比之下, 如果关井时间预定得太晚, 引起气体流动的压力梯度会再次减小。

(3)关井频率。关井作业是提高页岩气产量的有效途径。然而, 它也导致在气体的提取中会有暂时的中断。换句话说, 过于频繁地进行关井操作可能不会带来更高的利润。正确安排关井时间是至关重要的。在这项研究中, 我们对一次、两次、三次关井操作进行了研究。关井发生在从上一次关闭操作结束时算起的第三十天, 并且井每次被关闭15天。每个井都有两个裂缝, 甚至有间距, 所有井都定位在 α 排列中。生产井长度为100 m, 并且在这些情况下, 都没有二氧化碳注入。

图12(a)显示了不同关井频率下的页岩气产量。关井操作次数增加时, 每次操作后, 页岩气产量的上升呈下降趋势。另外还观察到, 在生产井已经被关闭三次以后, 关井操作后带来的气体产量的增加就不显著了。图12(b)显示不同关井频率下的总产气量。结果表明, 最有效的关断频率是两次。虽然差异很小, 但生产井关闭三

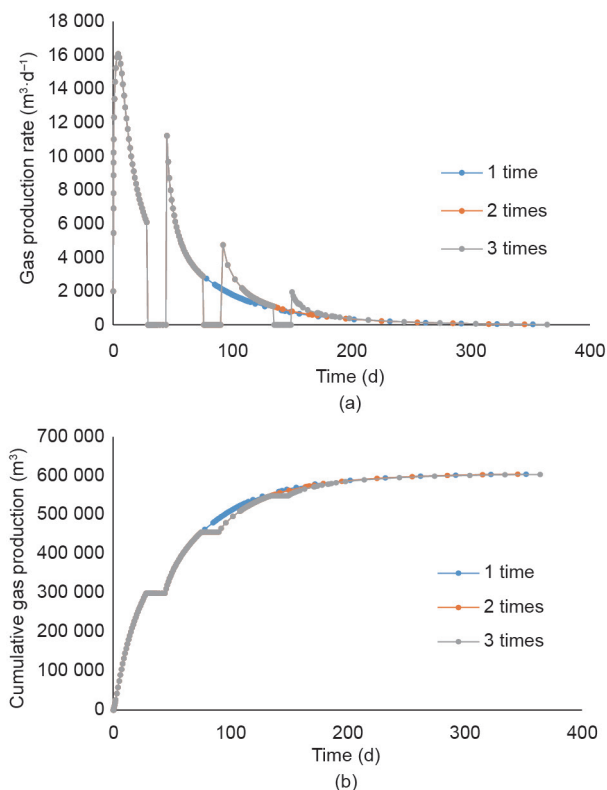


图12. (a)不同关井频率下的页岩气产量；(b)不同关井频率下的总产量。

表10 不同关井频率对应的页岩气产量的净现值

Shut-in frequencies	NPV (USD)
1 time	22 667
2 times	22 730
3 times	22 611

次比只关闭一次有更低的页岩气产量。这意味着第三次关井操作是不必要的，并且在关井过程中产生的气体损失大于操作后获得的额外气体。表10给出了不同情况下的净现值。两次关井操作的情况具有最高的经济利润。虽然第三次关井操作对总产气量有负面的影响，但在第三次关井操作的情况下，仍然比没有关井操作的情况下能够产生更多的收入。

3.3. 设计与操作决策相互作用的实例：有无关井操作的裂缝数目

在3.1.1节，我们进行了一项当裂缝数目不同的情况下的敏感性分析。在本节中，我们在所有这些情况下添加关井作业操作，以调查设计和操作决策之间的相互作用。在每一种情况下，生产井在第15天被第一次关闭，持续时间为15天，图13(a)显示了这些情况下的产气率。在有更多裂缝的情况下，开始时会有较高的产气率，并且在关井操作后气体产量会立即有一个更

大的上升。对于一个馏分的情况，关井操作后的气体产量显著大于开始时的产量。这种现象通过在关井操作期间页岩气积累在生产井中来解释。起初，页岩气藏的压力相当高，因此，页岩气移出基质的量非常高。然而，对于在较远地区的基质中的气体，移动到水力劈裂和生产井中需要一段时间。如果在开工日期后不久进行关井作业，页岩储层的压力下降不显著。因此，关井作业后的产气量急剧增加。图14描述了在一个断裂的情况下，关井操作之前和之后的压力。在关井后，该段的压力更均匀，这是因为在较远地区的基质中的气体已经移动到生产井附近并且此时有一个小的压力梯度。

图13(b)显示了这些情况下的总产气量。在两个裂缝的情况下，仍然有最高的页岩气产量，而一个裂缝的情况下，产量最低。表11列出了在有与没有关井操作情况下的净现值的详细比较。结果表明，与其他情况相比，在一个断裂的情况下，关闭操作的影响更为显著。本案例的研究结果表明，设计和操作决策之间的相互作用是不可忽略的。当同时考虑设计和操作决策时，可以提高产量并得到更好的净现值。

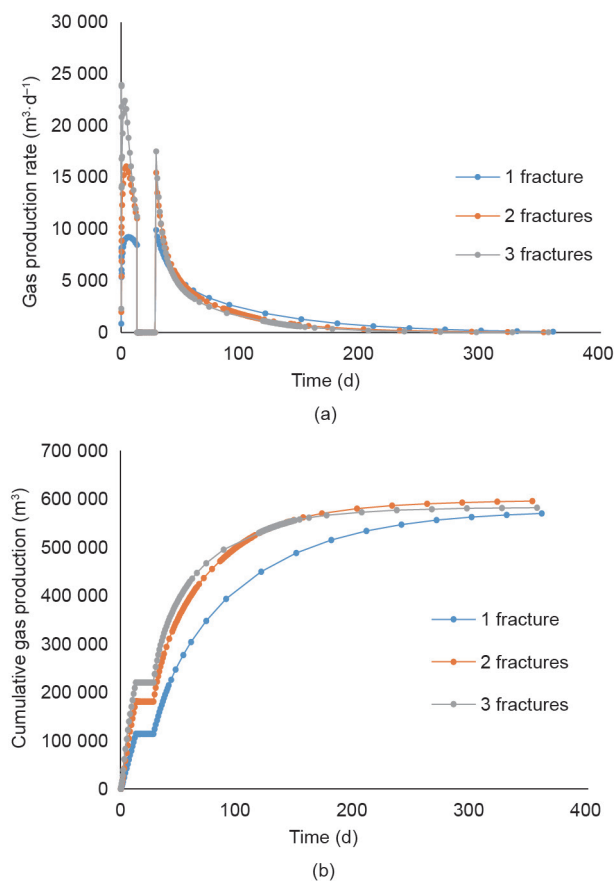


图13. (a)不同数量的裂缝对应页岩气的产量；(b)不同数量的裂缝对应的总产气量。

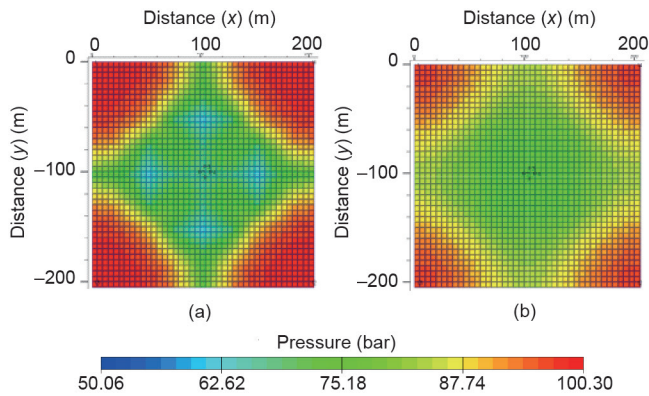


图14. 压力图像。(a)关井前；(b)关井后。

表11 在有与没有关井操作下，不同裂缝数量的总气体产量和NPV的比较

Fracture number	With shut-in operations		Without shut-in operations	
	Total gas production (m ³)	NPV (USD)	Total gas production (m ³)	NPV (USD)
1	569 684	15 182	587 683	21 090
2	596 509	20 746	600 455	21 563
3	582 845	Negative	585 803	Negative

4. 讨论：设计与操作决策之间的相互作用

在上一节中分析了重要决策。利用一个案例研究来讨论设计与操作决策之间的相互作用。结果表明，可以找到使页岩气产量和经济收益最大的断裂数和断裂距离，二氧化碳的注入量，及关井调度的最优值。然而，在有最大的页岩气产量的情况下往往没有最大的经济收益。钻井、水力压裂、二氧化碳注入的成本对总收益有很大的影响。因此，孤立决策会造成经济损失。这些决策的结果相互影响。为了最大限度地提高总收益，并确定最佳的解决方案，应同时考虑和优化设计与操作决策。

5. 结论

本文开发了一个小型储层的完整的物理模型，并且用来研究页岩气网络的经济性能，包括生产井和注水井的不同的排列。据观察，页岩气生产的总收益受到页岩气生产的收益和钻井、压裂、二氧化碳注入成本的巨大影响。在每个井上建立两个裂缝可能会使页岩气产量和收入更高。如果断裂距离均匀，同样也会使页岩气产量和收入更高。浅井会使气体产量降低，但是会提高经济效益。产生这一结果的原因是钻井的成本较高。这里考虑的是密集钻遇储层，由于SRV不够大，所以气体生产的收益比钻井成本低。二氧化碳注入的操作决策可能会在一定范围内增加页岩气产量。然而，当价格比(CO₂/

页岩气)为20%或更低时，经济效益才是合理的。另外，减税政策可以极大地鼓励这种环保技术，即使价格比高达400%。关井作业是提高页岩气产量和经济效益的有效途径。如果有一个最佳的关井安排，就可以获得最大的收益。在本文的所有案例中，最好的关井安排为两个关闭操作间隔30天、每次持续15天。设计与操作决策之间的相互作用也对页岩气生产和经济利润有很大的影响。重要的是为了获得全局最优的结果就要同时考虑设计与操作决策。总体而言，在本文中进行的敏感性分析揭示了重要的优化变量。根据基本假设，NPV对井深和断裂距离最敏感，其次是关井变量，如关井时间和持续时间。研究发现，裂缝的数量对小型储层是最重要的。应当注意的是，决策变量是高度相关的。此外，各种不确定性的模型参数在一定程度上会影响数值结果。在未来的研究中，我们将研究在不确定性情况下进行扩展和同步优化设计与操作决策。

Compliance with ethics guidelines

Sharifzadeh Mahdi, Xingzhi Wang, and Nilay Shah declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

References

- [1] Sharifzadeh M. Integration of process design and control: A review. *Chem Eng Res Des* 2013;91(12):2515–49.
- [2] Sharifzadeh M, Thornhill NF. Integrated design and control using a dynamic inversely controlled process model. *Comput Chem Eng* 2013;48:121–34.
- [3] Sharifzadeh M, Meghdari M, Rashtchian D. Multi-objective design and operation of solid oxide fuel cell (SOFC) triple combined-cycle power generation systems: Integrating energy efficiency and operational safety. *Appl Energy* 2017;185(Part 1):345–61.
- [4] Ran B, Kelkar M. Fracture stages optimization in Bakken shale formation. In: *Proceedings of the 3rd Unconventional Resources Technology Conference*; 2015 Jul 20–22; San Antonio, USA. San Antonio: URTEC; 2015.
- [5] Balan HO, Gupta A, Georgi DT, Al-Shawaf AM. Optimization of well and hydraulic fracture spacing for tight/shale gas reservoirs. In: *Proceedings of the 4th Unconventional Resources Technology Conference*; 2016 Aug 1–3; San Antonio, USA. San Antonio: URTEC; 2016.
- [6] Whitson CH, Rahmawati SD, Juell A. Cyclic shut-in eliminates liquid-loading in gas wells. In: *Proceedings of the SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*; 2012 Mar 20–22; Vienna, Austria. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 2012.
- [7] Knudsen BR. Production optimization in shale gas reservoirs [dissertation]. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology; 2010.
- [8] Knudsen BR, Foss B, Whitson CH, Conn AR. Target-rate tracking for shale-gas multi-well pads by scheduled shut-ins. *IFAC Proceedings Volumes* 2012;45(15): 107–13.
- [9] Knudsen BR, Foss B. Shut-in based production optimization of shale-gas systems. *Comput Chem Eng* 2013;58:54–67.
- [10] Knudsen BR, Grossmann IE, Foss B, Conn AR. Lagrangian relaxation based decomposition for well scheduling in shale-gas systems. *Comput Chem Eng* 2014;63:234–49.
- [11] Vermilyen JP. Geomechanical studies of the Barnett shale [dissertation]. California: Stanford University; 2011.
- [12] Eshkalak MO, Al-Shalabi EW, Sanaei A, Aybar U, Sepehrmoori K. Simulation study on the CO₂-driven enhanced gas recovery with sequestration versus the re-fracturing treatment of horizontal wells in the U.S. unconventional shale reservoirs. *J Nat Gas Sci Eng* 2014;21: 1015–24.
- [13] Kulga B, Dillmore R, Wyatt C, Ertekin T. Investigation of CO₂ storage and enhanced

- gas recovery in depleted shale gas formations using a dual-porosity/dual-permeability, multiphase reservoir simulator [Internet]. Morgantown: US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory; 2014 Sep 25 [cited 2017 Mar 10]. Available from: https://www.netl.doe.gov/File_Library/Research/onsite_research/publications/NETL-TRS-4-2014_CO2-Storage-and-Enhanced-Gas-Recovery_20140925.pdf.
- [14] Li X, Elsworth D. Geomechanics of CO₂ enhanced shale gas recovery. *J Nat Gas Sci Eng* 2015;26:1607–19.
- [15] Koederitz LF. Lecture notes on applied reservoir simulation. Singapore: World Scientific; 2005.
- [16] Soeder DJ. Petrophysical characterization of the Marcellus & other gas shales [Internet]. 2011 Sep 28 [cited 2017 Feb 4]. Available from: http://www.thepttc.org/workshops/eastern_092811/eastern_092811_Soeder.pdf.
- [17] Wang C, Wu Y. Characterizing hydraulic fractures in shale gas reservoirs using transient pressure tests. *Petroleum* 2015;1(2):133–8.
- [18] Swami V, Clarkson CR, Settari A. Non-Darcy flow in shale nanopores: Do we have a final answer? In: Proceedings of the SPE Canadian Unconventional Resources Conference; 2012 Oct 30–Nov 1; Calgary, Canada. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 2012.
- [19] Aguilera R. Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free-water table, and Winland r_{35} values on Pickett plots. *Am Assoc Pet Geol Bull* 2002;86(4):605–24.
- [20] Liu J, Qiu Z, Huang W, Luo Y, Song D. Nano-pore structure characterization of shales using gas adsorption and mercury intrusion techniques. *J Chem Pharm Res* 2014;6(4):850–7.
- [21] Cho Y, Ozkan E, Apaydin OG. Pressure-dependent natural-fracture permeability in shale and its effect on shale-gas well production. *SPE Reserv Eval Eng* 2013;16(2):216–28.
- [22] Ozkan E, Brown ML, Raghavan RS, Kazemi H. Comparison of fractured horizontal-well performance in conventional and unconventional reservoirs. *Dermatol Surg* 2009;27(8):703–8.
- [23] Queipo NV, Verde AJ, Canelón J, Pintos S. Efficient global optimization for hydraulic fracturing treatment design. *J Petrol Sci Eng* 2002;35(3–4):151–66.
- [24] Houzé O, Tauzin E, Artus V, Larsen L. The analysis of dynamic data in shale gas reservoirs—Part 1 [Internet]. 2010 Dec [cited 2017 Mar 10]. Available from: <https://www.kappaeng.com/PDF/KAPPA - The Analysis of Dynamic Data in Shale Gas Reservoirs 1.pdf>.
- [25] Houzé O, Trin S, Tauzin E. The analysis of dynamic data in shale gas reservoirs—Part 2 [Internet]. 2010 Dec [cited 2017 Mar 10]. Available from: <https://www.kappaeng.com/PDF/KAPPA - The Analysis of Dynamic Data in Shale Gas Reservoirs 2.pdf>.
- [26] Houzé O, Trin S, Tauzin E. The analysis of dynamic data in shale gas reservoirs—Part 3 [Internet]. 2010 Dec [cited 2017 Mar 10]. Available from: <https://www.kappaeng.com/PDF/KAPPA - The Analysis of Dynamic Data in Shale Gas Reservoirs 3.pdf>.
- [27] Cipolla CL, Lolon EP, Erdle JC, Rubin B. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs. *SPE Reserv Eval Eng* 2010;13(4):638–53.
- [28] Wang L, Torres A, Xiang L, Fei X, Naido A, Wu W. A technical review on shale gas production and unconventional reservoirs modeling. *Nat Resour* 2015;6(3):141–51.
- [29] Schlumberger. ECLIPSE technical description. Paris: Schlumberger; 2014.
- [30] Wilson K. Optimization of shale resource development using reduced-physics surrogate models [dissertation]. California: Stanford University; 2012.
- [31] Lake LW, Martin J, Ramsey JD, Titman S. A primer on the economics of shale gas production just how cheap is shale gas? *J Appl Corp Finance* 2013;25(4):87–96.
- [32] Wilson K, Durlofsky LJ. Computational optimization of shale resource development using reduced-physics surrogate models. In: Proceedings of the SPE Western Regional Meeting; 2012 Mar 21–23; Bakersfield, USA. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 2012.
- [33] Allinson G, Cinar Y, Hou W, Neal PR. The costs of CO₂ transport and injection in Australia [Internet]. Canberra: Department of Resources, Energy and Tourism; 2009 Sep [cited 2017 Mar 10]. Available from: [https://industry.gov.au/Energy/Documents/cei/cst/CO2Tech - The Costs of CO₂ Transport and Injection in Australia.pdf](https://industry.gov.au/Energy/Documents/cei/cst/CO2Tech - The Costs of CO2 Transport and Injection in Australia.pdf).
- [34] Williams-Kovacs J, Clarkson CR. Using stochastic simulation to quantify risk and uncertainty in shale gas prospecting and development. In: Proceedings of the Canadian Unconventional Resources Conference; 2011 Nov 15–17; Calgary, Canada. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 2011.