天然气水合物降压开采半解析两相产能模型

郝永卯^{1*}, 黎晓舟^{2,3*}, 李淑霞¹, 曾旭智¹, 陈志豪¹

1. 非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)), 青岛 266580;

2. 广州海洋地质调查局, 广州 510075;

3. 中国地质调查局天然气水合物工程技术中心, 广州 510075

*联系人, 郝永卯, E-mail: haoyongmao@163.com; 黎晓舟, E-mail: upc_lixiaozhou@163.com

收稿日期: 2019-09-07; 接受日期: 2019-09-16; 网络出版日期: 2019-12-06

国家自然科学基金(编号: 51991360, 51974347)、中石油重大科技(编号: ZD2019-184-002)和国家重点研发计划(编号: 2016YFC0304005)资助项目

摘要 天然气水合物(NGH)被认为是最具潜力的新能源之一, 目前开采产能低成为制约其高效开发的关键技术难题. 本文综合考虑NGH相变、储层孔渗物性变化、气水两相渗流等复杂开采机理, 建立NGH降压开采气水两相产能半解析模型, 计算分析NGH降压开采动态和产能影响因素, 并提出提高产能措施方向. 研究表明, NGH降压开采前期, 分解前缘移动速度较大, 分解区域不断扩大, 产气、产水升高; 随着NGH的分解, NGH饱和度逐渐降低, 产气降低, 产水也随之下降; 井底压力、NGH分解速率常数、渗透率等因素对产气速率影响较大, 井底压力越小、储层渗透率及NGH分解速率常数越大, 产气速率峰值越大; 为提高NGH降压开采产能可采用向储层注热、注催化剂或水平井、水力压裂等技术措施.

关键词 天然气水合物, 降压开采, 生产动态, 产能

PACS: 88.10.gc, 88.10.G-, 91.50.Hc, 91.67.De

1 引言

天然气水合物(Natural Gas Hydrate, NGH)因其分布广、资源量大、洁净等特点成为最具潜力的可替代新能源^[1-4], 美国、日本、俄罗斯等国家都将NGH列入国家重点发展战略并进行了试采^[5-8]. 2017年5月18日, 我国南海神狐海域NGH试采成功, 采用降压法连续生产60天, 取得了重大进展^[9,10]. 但是, 神狐试采平均单井日产量约为5000方(1方=1 m³), 距离商业性开采所要求的工业气流量还有很大差距. 如何提高

NGH产能, 成为制约NGH高效开发的关键技术难题, 急需开展NGH产能评价、敏感因素分析及增产技术的相关研究.

国内外研究NGH产能主要有实验模拟、数值模拟、解析求解三种方法. 受目前实验技术的限制, 降压开采机制和适应性的室内实验研究局限性较大, 很难得到反映真实地层状况的NGH藏实验模型, 进而开展有效的降压开采产能实验模拟. 数值模拟方面, 国内外学者^[11-14]利用TOUGH+HYDRATE, MH-21HYDRES, CMG-STARs等模拟器对NGH降压开采产能进行了大

引用格式: 郝永卯, 黎晓舟, 李淑霞, 等. 天然气水合物降压开采半解析两相产能模型. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2020, 50: 064701
Hao Y M, Li X Z, Li S X, et al. The semi-analytical two-phase productivity model of natural gas hydrate by depressurization (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2020, 50: 064701, doi: [10.1360/SSPMA-2019-0310](https://doi.org/10.1360/SSPMA-2019-0310)

量的模拟研究,但目前学者们采用的模拟器不同,考虑的因素不同,NGH的物性参数也不同,很难得到一个统一的认识和评价,其可靠性有待进一步验证,同时,数值模拟方法一般要求资料多、建模使用过程复杂、计算量庞大,一般不用于产能研究. 目前国内外对NGH降压开采产能解析模型的研究比较少,1982年,Mcguire等人^[15]提出了NGH储层一维水力压裂降压开采解析模型,研究结果显示NGH降压开采的产能与生产时间的开方成正比. 2001年,Goel等人^[16]重新定义了NGH分解动力学模型,利用该模型与麦索雅哈NGH藏降压开采的实际数据进行了拟合对比. 2007年,Ahmad等人^[17]建立了NGH降压开采半解析模型,通过迭代法求解出分解前缘处一系列耦合代数方程式以及前缘的温度和压力,得到了NGH储层生产动态曲线. 2010年,赵振伟和尚新春^[18,19]在Ahmadi模型的基础上,进一步考虑了NGH分解热的影响,在分解前缘上加入能量守恒方程,证明降低井底压力可明显提高产气速率. 但上述解析模型仅考虑气体单相渗流,忽略水相影响,忽略NGH分解过程中渗透率的变化,矿场资料和实验研究均表明^[20,21]: NGH相变分解导致储层渗透率变化以及分解之后气水两相渗流是影响降压开采产能的重要因素. 因此,现有的解析模型难以体现NGH复杂的开采机理,具有较大的局限性. 本文基于NGH分解动力学特征,考虑NGH储层渗透率变化等因素,建立NGH降压开采气水两相产能半解析模型,计算分析NGH产能主要影响因素,为NGH的商业开采提供技术参考.

2 NGH降压开采模型

2.1 物理模型及其基本假设

首先建立以下NGH藏物理模型和假设:

(1) 如图1所示,圆形、均质NGH储层中心一口直井,储层厚度为 h ,供给半径为 r_e ,储层外边界封闭;

(2) NGH分解压力 P_D 和分解温度 T_D 是随时间变化的函数,当NGH储层压力降低至分解压力 P_D 时分解产生甲烷气和水,NGH分解的化学过程如下:

(3) NGH降压开采过程看作是一个移动边界的问题,分解前缘 $r=r^*(t)$ 表示移动边界的位置. NGH储层由分解前缘划分为分解区($r_0 \leq r \leq r^*$)和未分解区($r^* \leq r \leq r_e$);

图1 (网络版彩图) NGH储层直井降压开采示意图

Figure 1 (Color online) Schematic of NGH decompose for vertical well model.

(4) 分解区孔隙中含有NGH、甲烷气和水三相,其中气水两相在流动,且分解过程中分解区域绝对渗透率 K 、含NGH饱和度 S_H 、含气饱和度 S_g 、含水饱和度 S_w 随着时间变化;

(5) 未分解区孔隙中含有NGH、游离甲烷气及束缚水,因此仅有游离甲烷气流动,该区域NGH未分解,故认为其绝对渗透率、含NGH饱和度、含气饱和度和含束缚水饱和度保持初始值 K_0 , S_{H0} , S_{g0} , S_{w0} 不变;

(6) 考虑多孔介质及流体的压缩性,且流体在孔隙中渗流规律符合达西定律,忽略NGH二次生成,忽略气在水中的溶解,忽略重力、毛管力的作用.

2.2 数学模型的建立

2.2.1 NGH降压开采压力和温度方程

根据油气渗流力学理论,考虑储层的压缩性,由质量守恒得到NGH降压开采分解区气水两相压力方程如下:

$$\frac{\partial P_g^2}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_g}{\partial r} = \frac{C_t \phi \mu_g}{K \cdot k_{rg}(S)} \frac{\partial P_g}{\partial t}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial P_w^2}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_w}{\partial r} = \frac{C_t \phi \mu_w}{K \cdot k_{rw}(S)} \frac{\partial P_w}{\partial t}. \quad (2)$$

未分解区仅有游离甲烷气流动, 同理可以得到未分解区压力表达式为

$$\frac{\partial P_2^2}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_2}{\partial r} = \frac{C_t \phi \mu_g}{K_o \cdot k_{rgo}} \frac{\partial P_2}{\partial t}, \quad (3)$$

式中, P_2 为未分解区压力, MPa; P_g 为气相压力, MPa; P_w 为水相压力, MPa; r 为 NGH 储层半径, m; ϕ 为孔隙度, 无因次; μ_g 为气体黏度, mPa s; μ_w 为水的黏度, mPa s; K 为绝对渗透率, mD; K_o 为 NGH 储层初始绝对渗透率, mD; $k_{rg}(S)$ 为气相相对渗透率, 无因次; $k_{rw}(S)$ 为水相相对渗透率, 无因次; k_{rgo} 为 NGH 储层初始气相相对渗透率, 无因次; t 为时间, s; C_t 为综合压缩系数, $C_t = C_f + C_w + C_g$, 其中 C_f , C_w , C_g 分别指岩石、水、气体的压缩系数, MPa^{-1} .

由于储层的热传导率较低, 考虑流体的对流效应, 忽略热传导效应得到 NGH 降压开采分解区及未分解区的温度分布方程如下^[17,18]:

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} = \frac{c_1 K(S)}{\mu_1} \frac{\partial P_1}{\partial r} \left(\frac{\partial T_1}{\partial r} - \delta \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) - \eta \phi c_1 \frac{\partial P_1}{\partial t}, \quad (4)$$

$$\frac{\partial T_2}{\partial t} = \frac{c_2 K_o}{\mu_2} \frac{\partial P_2}{\partial r} \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} - \delta \frac{\partial P_2}{\partial r} \right) - c_2 \eta \phi \frac{\partial P_2}{\partial t}, \quad (5)$$

其中, P_1 为分解区压力, MPa; T_1 和 T_2 分别为分解区和未分解区温度, K; δ 指节流系数, K/Pa; η 指绝热系数, K/Pa; c_1 和 c_2 分别为分解区和未分解区综合比热容, $\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$; μ_1 和 μ_2 分别为分解区和未分解区综合黏度, mPa s.

$$c_1 = \phi(S_w c_w + S_g c_g + S_H c_H) + (1 - \phi) c_r,$$

$$c_2 = \phi(S_{wo} c_w + S_{go} c_g + S_{Ho} c_H) + (1 - \phi) c_r,$$

$$\mu_1 = S_w \mu_w + (1 - S_w) \mu_g,$$

$$\mu_2 = S_{wo} \mu_w + (1 - S_{wo}) \mu_g,$$

其中, c_w , c_g , c_H , c_r 分别为水相、气相、水合物相和储层岩石的比热容, $\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$.

辅助方程为

$$S_g + S_w + S_H = 1, \quad (6)$$

$$P_g = P_w = P_1. \quad (7)$$

初始条件为储层的初始温度和初始压力:

$$P_1(r, 0) = P_2(r, 0) = P_e, \quad (8)$$

$$T_1(r, 0) = T_2(r, 0) = T_e. \quad (9)$$

根据模型的物理假设, 得到边界条件为

$$P_1(r_o, t) = P_G, \quad (10)$$

$$T_1(r_o, t) = T_G, \quad (11)$$

$$P_1(r^*, t) = P_2(r^*, t) = P_D, \quad (12)$$

$$T_1(r^*, t) = T_2(r^*, t) = T_D, \quad (13)$$

$$\left. \frac{\partial P_2}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0, \quad (14)$$

式中, P_e , P_G , P_D 分别为 NGH 储层初始压力、井底压力、NGH 分解压力, MPa; T_G , T_D , T_e 分别为井底温度、NGH 分解温度、储层原始温度, K.

引入玻尔兹曼变换,

$$u = \frac{r^2}{4\chi_{ni}t}, \quad u_G = \frac{r_o^2}{4\chi_{li}t}, \quad u_D = \frac{r^{*2}}{4\chi_{li}t}, \quad u_e = \frac{r_e^2}{4\chi_{li}t}, \quad (15)$$

式中, $\chi_{ni} = \frac{K \cdot k_i(S)}{C_i \mu_i \phi}$; $N = \frac{\chi_{li}}{\chi_2}$, 下标 $n=1, 2$, 分别代表分解区和未分解区, $i=g, w$, 分别表示气相和水相.

对式(1)–(3)进行玻尔兹曼变换得到 NGH 降压开采分解区及未分解区压力分布的常微分方程表达式:

$$u \frac{d^2 P_1^2}{du^2} + (1+u) \frac{dP_1}{du} = 0, \quad (16)$$

$$u \frac{d^2 P_2^2}{du^2} + (1+Nu) \frac{dP_2}{du} = 0. \quad (17)$$

根据玻尔兹曼变换, 初始条件式(8)和边界条件式(10), (12), (14)可转换为

$$\lim_{u \rightarrow +\infty} P_1(u) = \lim_{u \rightarrow +\infty} P_2(u) = P_e, \quad (18)$$

$$P_1(u_G) = P_G, \quad (19)$$

$$P_1(u_D) = P_2(u_D) = P_D, \quad (20)$$

$$\left. \frac{\partial P_2}{\partial u} \right|_{u=u_e} = 0. \quad (21)$$

对式(16)和(17)进行两次积分, 再利用初始及边界条件, 可得 NGH 降压开采分解区及未分解区压力分布的解析表达式:

$$P_1 = P_G + (P_D - P_G) \frac{\int_{u_G}^u \frac{e^{-x}}{x} dx}{\int_{u_G}^{u_D} \frac{e^{-x}}{x} dx}, \quad (22)$$

$$P_2 = P_e - (P_e - P_G) \frac{\int_u^{u_e} \frac{e^{-Nx}}{x} dx}{\int_{u_G}^{u_e} \frac{e^{-Nx}}{x} dx}. \quad (23)$$

同理, 对式(4)和(5)进行玻尔兹曼变换得到NGH降压开采分解区及未分解区温度场的常微分方程如下:

$$\frac{dT_1}{du} = A_1 e^{-u} \frac{\frac{A_1 K(s)\delta}{B_1 u P_1(u)} + \eta\phi}{\frac{A_1 K(s)}{\mu_1 B_1} + c_1 u P_1(u)}, \quad (24)$$

$$\frac{dT_2}{du} = A_2 e^{-Nu} \frac{\frac{A_2 K(s)\delta}{B_2 u P_2(u)} + \eta\phi}{\frac{A_2 K(s)}{\mu_2 B_2} + c_2 u P_2(u)}, \quad (25)$$

其中,

$$A_1 = \frac{P_D^2 - P_G^2}{\text{Ei}(-u_D)}; A_2 = \frac{P_e^2 - P_G^2}{\text{Ei}(-u_D) - \text{Ei}(-u_G)};$$

$$B_1 = \frac{K(s)}{2\mu_1\phi}(P_D + P_G); B_2 = \frac{K(s)}{2\mu_2\phi}(P_D + P_e);$$

$$\text{Ei}(-u) = -\int_u^\infty \frac{e^x}{x} dx.$$

利用玻尔兹曼变换, 初始条件式(9)和边界条件式(11)和(13)可转换为

$$T_1(u_G) = T_G, \quad (26)$$

$$T_1(u_c) = T_2(u_c) = T_D, \quad (27)$$

$$\lim_{u \rightarrow u_c} T_1(u) = \lim_{u \rightarrow u_c} T_2(u) = T_e. \quad (28)$$

结合边界条件, 求解常微分方程(24)和(25)得到NGH降压开采分解区及未分解区的温度场解析表达式如下:

$$T_1 = \frac{(T_D - T_G)F_1(u)}{F_1(u_c)} + T_G, \quad (29)$$

$$T_2 = \frac{(T_D - T_e)F_2(u)}{F_2(u_c)} + T_e, \quad (30)$$

其中,

$$F_1(u) = \int_{u_G}^u \frac{\frac{c_{11}K_1(s)\delta e^{-s}}{\chi_{11}uP_1(u)} + \eta\phi e^{-s}}{\frac{c_1P_1s}{c_{11}} + \frac{K_1(s)}{\mu_1\chi_1}} ds,$$

$$F_2(u) = \int_u^\infty \frac{\frac{c_{21}K_0\delta e^{-Ns}}{\chi_{12}uP_2(u)} + \eta\phi e^{-Ns}}{\frac{c_2P_2s}{c_{21}} + \frac{K_0}{\mu_2\chi_2}} ds.$$

2.2.2 NGH降压开采前缘移动方程

Ahmadi团队^[22]给出了分解前缘上NGH的分解温

度、分解压力满足的相平衡条件:

$$P_D = \exp[a(T_D - T_0) + b(T_D - T_0)^2 + c], \quad (31)$$

式中, T_D 为NGH分解温度, K; T_0 为标准温度, $T_0 = 273.15$ K; a , b , c 为经验常数, $a = 0.0342$ K⁻¹; $b = 0.0005$ K⁻²; $c = 6.4804$.

分解前缘上气体的质量守恒方程为^[23]

$$\rho_{g2}v_{g2} - \rho_{g1}v_{g1} = (S_H\zeta\rho_h - (1 - S_w - S_H)\rho_{g1} - (1 - S_{Ho} - S_{wo})\rho_{g2})\phi \frac{dr^*}{dt}, \quad (32)$$

式中, ρ_{g1} 和 ρ_{g2} 分别指分解区和未分解区气体密度, kg/m³; v_{g1} , v_{g2} 分别指分解区和未分解区气体流速, m/s; ζ 指的NGH中气体的质量分数.

其中, 分解区和未分解区气体密度在分解前缘满足如下关系:

$$\rho_{g1}(r, t) = \rho_{g2}(r, t) = \frac{\rho_0 P_D T_0}{z P_0 T_D}, \quad (33)$$

式中, P_0 为标准压力 $P_0 = 1.01 \times 10^5$ Pa; ρ_0 为标准温度、压力下的气体密度, kg/m³.

将式(33)代入式(32)得到分解前缘上气体满足的质量守恒方程:

$$\left[\frac{\beta\zeta\rho_h z P_0}{\rho_0 T_0 P_D} T_D - (S_{Ho} + S_{wo} - S_w - S_H) \right] \phi \frac{dr^*}{dt} = \frac{K \cdot k_{rg}}{\mu_g} \frac{\partial P_1}{\partial r} - \frac{K \cdot k_{rgo}}{\mu_g} \frac{\partial P_2}{\partial r}. \quad (34)$$

由于NGH分解是吸热反应, 考虑NGH分解热的影响, 推导出分解前缘气体的能量守恒方程如下:

$$\rho_{g1}v_{g1}c_g T_D - \rho_{g2}v_{g2}c_g T_D = \Delta H \rho_h \phi S_H \frac{dr^*}{dt}, \quad (35)$$

式中, c_g 为气体的比热容, J/kg; ΔH 为NGH分解热, J/kg; ρ_h 为水合物密度, kg/m³.

将式(33)代入式(35)得到分解前缘上气体满足的能量守恒方程:

$$-\frac{K \cdot k_{rg1}}{\mu_g} \frac{\partial P_1}{\partial r} + \frac{K \cdot k_{rgo}}{\mu_g} \frac{\partial P_2}{\partial r} = \frac{\Delta H z \rho_h P_0 \phi S_H}{c_g P_D T_0} \frac{dr^*}{dt}. \quad (36)$$

将式(34)与式(36)相减可以得到

$$T_D = \frac{\rho_0 T_0}{\zeta \rho_h} \left(\frac{S_{Ho} + S_{wo} - S_w - S_H}{S_H \zeta P_0} P_D + \frac{\Delta H \rho_h}{c_g P_0 T_D} \right). \quad (37)$$

将方程(37)代入式(31), 可得到关于 T_D 的非线性方

程, 利用数值方法求解出 T_D , 再由方程(31)确定出 P_D , 将压力分布的表达式(22)和(23)代入能量守恒方程(36), 得到如下前缘移动速度方程:

$$\frac{dr^*}{dt} = -\frac{\alpha}{r^*(t)} \left[\frac{K \cdot k_{rg}(P_D - P_G)}{4\chi_{lg}t[\text{Ei}(u_G) - \text{Ei}(u_D)]} e^{\left(\frac{r^*(t)^2}{4\chi_{lg}t}\right)} + \frac{K_o \cdot k_{rgo}(P_e - P_G)}{4\chi_{2g}t[\text{Ei}(Nu_G) - \text{Ei}(Nu_e)]} e^{\frac{Nr^*(t)^2}{4\chi_{2g}t}} \right] \quad (38)$$

式中, $\alpha = \frac{c_g P_o T_D}{\Delta H z \rho_h P_D \phi S_H \mu_g}$, 令分解前缘初始值 $r^*(t_0) = r_o$, 利用MATLAB中ode45函数对常微分方程(38)进行求解, 即可得到不同时刻分解前缘的位置 $r^*(t)$.

2.2.3 NGH降压开采分解动力学模型

Sloan^[24]和Kim等人^[25]根据NGH分解动力学特征, 将NGH分解的摩尔速度表示为

$$v_{\text{gmol}} = K_d A_s (P_e - P_D), \quad (39)$$

其中, K_d 为NGH分解速率常数, $\text{mol s}^{-1} \text{m}^{-2} \text{MPa}^{-1}$. 从分解化学式可知1 mol NGH分解后可以产生1 mol的甲烷气和 n_H 摩尔的水, 因此有

$$v_{\text{Hmol}} = -v_{\text{gmol}} \frac{n_H M_w + M_g}{M_g}, \quad (40)$$

$$v_{\text{w mol}} = v_{\text{gmol}} \frac{n_H M_w}{M_g}, \quad (41)$$

式中, M_g , M_w 分别为甲烷气、水的摩尔质量, n_H 为水和指数, 一般取值6.5^[26].

NGH分解表面积 A_s 为半径为 $r^*(t)$ 的圆柱面的面积:

$$A_s = 2\pi r^*(t) h \phi S_H. \quad (42)$$

将式(42)代入式(39)可得

$$v_{\text{gmol}} = K_d 2\pi r^*(t) h \phi S_H \times (P_e - P_D). \quad (43)$$

根据上述方程可以得到 t 时刻分解气、分解水、NGH的体积分解速率分别如下:

$$Q_{\text{g分解}}(t) = B_H \frac{RT_{\text{sc}}}{P_{\text{sc}}} v_{\text{gmol}}, \quad (44)$$

$$Q_{\text{w分解}}(t) = \frac{n_H M_w}{M_g} \frac{RT_{\text{sc}}}{P_{\text{sc}}} v_{\text{gmol}}, \quad (45)$$

$$Q_{\text{H分解}}(t) = \frac{n_H M_w + M_g}{M_g} \frac{RT_{\text{sc}}}{P_{\text{sc}}} v_{\text{gmol}}, \quad (46)$$

式中, R 为气体通用常数, $\text{J mol}^{-1} \text{K}^{-1}$; T_{sc} 为标准状况下的温度, K; P_{sc} 为标准状况下的压力, MPa; B_H 为含气因子.

2.2.4 NGH降压开采渗透率模型

在NGH降压开采模型中, 由于NGH为固相, 气水两相是在除固相以外的孔隙中流动, 因此在分解区域由于NGH分解不断减少, 分解区域的渗透率在不断地增大. Masuda等人^[27]给出了绝对渗透率随NGH饱和度变化的经验公式:

$$K = k_{D0}(1 - S_H)^N, \quad (47)$$

式中, k_{D0} 为NGH饱和度为0时的渗透率, N 为渗透率下降指数.

Hong等人^[28,29]提出气、水相对渗透率的参考算法如下:

$$k_{\text{rw}} = k_{\text{rwo}} \overline{S}_w^{1/2} \left[1 - \left(1 - \overline{S}_w^{1/m} \right)^m \right]^2, \quad (48)$$

$$k_{\text{rg}} = k_{\text{rgo}} \overline{S}_g^{1/2} \left[1 - \overline{S}_{\text{wH}}^{1/m} \right]^{2m}, \quad (49)$$

其中,

$$\overline{S}_w = \frac{S_w - S_{\text{wr}}}{1 - S_{\text{wr}} - S_{\text{gr}}}, \quad \overline{S}_{\text{wH}} = \frac{S_w + S_H - S_{\text{wr}}}{1 - S_{\text{wr}} - S_{\text{gr}}},$$

$$\overline{S}_g = \frac{1 - S_w - S_H - S_{\text{gr}}}{1 - S_{\text{wr}} - S_{\text{gr}}},$$

式中, $m=0.45$, $S_{\text{wr}}=0.2$, $S_{\text{gr}}=0.5$, $k_{\text{rwo}}=0.5$, $k_{\text{rgo}}=1.0$.

2.3 数学模型求解步骤

对所建立的模型进行求解, 主要步骤入下:

(1) 令 $T_D(0)=T_e$, 由式(31)求解得到 $P_D(0)$, 将NGH藏的初始参数 S_{H0} , S_{g0} , S_{w0} 代入渗透率模型得到 $K(0)$, $k_{\text{rw}}(0)$, $k_{\text{rg}}(0)$;

(2) 将 $K(0)$, $k_{\text{rw}}(0)$, $k_{\text{rg}}(0)$, $T_D(0)$, $P_D(0)$ 等参数首先代入式(36)得到 t_1 时刻分解前缘的位置 $r^*(t_1)$;

(3) 将 $r^*(t_1)$ 代入式(22)和(23)得到 t_1 时刻分解区域和未分解区域的压力分布 $P_1(t_1)$ 和 $P_2(t_1)$;

(4) 将 $r^*(t_1)$ 代入式(29)和(30)得到 t_1 时刻分解区域和未分解区域的温度分布 $T_1(t_1)$ 和 $T_2(t_1)$;

(5) 将 $r^*(t_1)$ 代入式(32)–(34)得到 t_1 时刻甲烷气、水、水合物的分解速率 $Q_{g\text{分解}}(t_1)$, $Q_{w\text{分解}}(t_1)$ 和 $Q_{H\text{分解}}(t_1)$;

(6) 通过压力分布的解析表达式, 得到 t_1 时刻 NGH 降压开采井底产气速率及产水速率如下:

$$q_{g\text{生产}}(t) = \frac{2\pi h K(t-1) \cdot k_{rg}(t-1)(P_D - P_G)}{\mu_g [Ei(u_G) - Ei(u_D)]} e^{\left(\frac{r_G^2}{4\gamma_{lg} t}\right)}, \quad (50)$$

$$q_{w\text{生产}}(t) = \frac{2\pi h K(t-1) \cdot k_{rw}(t-1)(P_D - P_G)}{\mu_w [Ei(u_G) - Ei(u_D)]} e^{\left(\frac{r_G^2}{4\gamma_{lw} t}\right)}, \quad (51)$$

(7) 由下式(52)–(54)求解出分解区域 t_1 时刻的 $S_H(t_1)$, $S_g(t_1)$, $S_w(t_1)$;

$$\pi r^*(t)^2 h \phi S_w(t) = Q_{w\text{分解}}(t) - q_{w\text{生产}}(t) + \pi r^*(t)^2 h \phi S_w(t-1), \quad (52)$$

$$\pi r^*(t)^2 h \phi S_H(t) = -Q_{H\text{分解}}(t) \cdot t + \pi r^*(t)^2 h \phi S_H(t-1), \quad (53)$$

$$S_g(t) = 1 - S_H(t) - S_w(t); \quad (54)$$

(8) 将 $S_H(t_1)$, $S_g(t_1)$, $S_w(t_1)$ 代入渗透率模型得到 $K(t_1)$, $k_{rw}(t_1)$, $k_{rg}(t_1)$, 根据式(31)和(37)得到 $T_D(t_1)$, $P_D(t_1)$;

(9) 重复步骤(2)–(8)得到 NGH 降压开采不同时刻前缘移动的位置、压力分布曲线、温度分布曲线及生产气、生产水、分解气、分解水的变化曲线。

3 结果分析

3.1 模型验证

2006年, Gandra^[30]将CMG-STARs软件扩展应用到NGH藏的模拟计算中. Gaddipati^[31]将CMG-STARs计算结果与TOUGH+HYDRATE和MH21-HYDRES等软件的计算结果进行了对比, 验证了CMG-STARs用于模拟NGH藏的可行性. 为了验证本文半解析模型的可靠性, 采用相同的参数分别建立CMG-STARs数值模型和半解析模型, 将二者计算结果对比如图2所示. 可以看出, 相同条件下本文建立的半解析模型与数值模型产气速率变化规律基本一致, 拟合度较好, 验证了本文模型的可靠性.

3.2 NGH降压开采生产动态分析

建立NGH降压开采模型, 储层基础参数如表1所示^[17–19], 对NGH降压开采生产动态进行分析.

图2 (网络版彩图)半解析模型与数值模型对比

Figure 2 (Color online) Comparison between semi-analytical model and numerical model.

图3为分解前缘随时间变化曲线, 可以看出, 分解前缘随着时间向前推进, 且在生产前期分解前缘移动速度较快, 生产后期逐渐变慢. 这是因为平面径向向渗流时, 从井底到边缘NGH分解面积逐渐变大, 同时渗流阻力逐渐变小, 因此NGH降压开采初期, 井底附近地层压降速度较快, NGH的分解驱动力较大, 分解前缘在井底附近的移动速度也相应较快; 降压开采后期, 随着NHG分解面积的增加及地层压降速度的变缓, NGH分解前缘的移动速度变慢.

图4为不同时刻NGH降压开采压力分布曲线, 可以看出, 分解区和未分解区的压力分布特征均为典型的压降漏斗. 在NGH储层分解区, 靠近井底附近的压降最大, 且随着时间的进行, 分解前缘向前推进, 压降范围扩大, 分解区范围随之变大; 在NGH储层未分解区, 压降范围随着时间不断向外扩大, 当压力波传递到边界之后, 由于封闭边界无外来能量补充, 所以边界上的压力也将逐渐下降.

图5为不同时刻NGH降压开采温度分布曲线, 可以看出, 分解前缘附近温度梯度最大, 温度最低值出现在分解前缘处, 并向井底和边界逐渐回升. 这是因为NGH分解是吸热反应, 且分解前缘是NGH分解最剧烈的地方, 吸收大量的热, 因此分解前缘处温度始终保持最低, 随着围岩的热量向NGH储层传递, 远离分解前缘处的温度慢慢回升. 储层初始温度为281 K, 从图5可以看出温度最低达到275.3 K, 温降幅度最大可达到5.7°C, 这与前人的实验、数值模拟结果基本一致^[32–35]. 当NGH储层初始温度较低时, NGH分解吸收大量的热导致储层内局部区域温度大幅降低, 引起

表 1 NGH藏储层参数

Table 1 Parameters of NGH reservoir

地层参数	值	地层参数	值
储层半径 (m)	250	水合物密度 (kg m^{-3})	900
储层厚度 (m)	30	甲烷气体密度 (kg m^{-3})	0.7
储层初始温度 (K)	281	水的密度 (kg m^{-3})	1000
储层初始压力 (MPa)	10	初始水合物饱和度	0.6
井筒半径 (m)	0.1	初始含水饱和度	0.2
井底压力 (MPa)	4	初始含气饱和度	0.2
孔隙度	0.4	水合物含气因子	164
气体压缩因子	0.8	NGH分解常数 ($\text{mol s}^{-1} \text{m}^{-2} \text{MPa}^{-1}$)	0.003
岩石压缩系数 (MPa^{-1})	1.5×10^{-4}	NGH分解热 (J/kg)	4.3×10^5
水压缩系数 (MPa^{-1})	4.5×10^{-4}	水的黏度 (mPa s)	1.2
气体压缩系数 (MPa^{-1})	0.12	气体的黏度 (mPa s)	0.02
水比热容 ($\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$)	4200	流体节流系数 (K/Pa)	8×10^{-7}
气体比热容 ($\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$)	3000	流体绝热系数 (K/Pa)	3.2×10^{-7}
水合物比热容 ($\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$)	2200	岩石比热容 ($\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$)	1800

图 3 (网络版彩图) NGH降压开采前缘移动曲线图

Figure 3 (Color online) The curve of dissociation front change with times.

图 4 (网络版彩图) NGH降压开采压力分布曲线图

Figure 4 (Color online) The pressure profiles for different times.

NGH自保护效应、二次生成等问题, 从而使得NGH分解变慢.

图6为不同时刻NGH降压开采产气速率、累积产气与NGH分解气速率、累积分解气对比曲线. 可以看出, NGH储层分解气速率先升高, 到达峰值之后, 逐渐降低. 产生该规律的原因是降压开采初始阶段, 分解区

内压力低于NGH的平衡压力导致NGH快速分解, 分解前缘迅速向前推移, 分解表面积不断增加, 因此分解气速率升高. 降压开采后期随着NGH的分解, 储层中NGH饱和度逐渐降低, 因此分解气速率逐渐降低. 生产井的产气量一部分来源于NGH的分解, 一部分来自NGH储层中的游离气, 由NGH分解提供的气量先升高

图 5 (网络版彩图) NGH降压开采温度分布曲线图
Figure 5 (Color online) The temperature profiles for different times.

图 6 (网络版彩图) NGH降压开采生产气与分解气对比曲线
Figure 6 (Color online) The contrast curves of gas production rate and dissociated gas rate.

后下降, 而游离气基本保持不变, 因而产气速率与分解气速率规律保持一致. 同时, 累积产气与累积分解气的差值即为产出的游离气量, 可以看出该模型条件下产出气以NGH分解气为主.

图7为不同时刻NGH降压开采产水速率和累积产水曲线图, 可以看出, 生产井的产水速率先升高, 到达峰值之后逐渐降低, 最后趋于一个稳定值, 且总体产水速率较低. 这是由于模型中NGH储层的初始含水饱和度为束缚水饱和度, 水相不能流动, 随着NGH的分解产生气和水, 储层中含水饱和度增大, 水逐渐被产出, 但是由于气水两相的黏度相差较大, 气体的渗流速度远大于水的渗流速度, 因此NGH分解之后气体优先产出, NGH分解产生的水大部分都滞留在储层当中补充由于NGH的分解产生的孔隙体积, 因此产水速率较低.

3.3 NGH降压开采产能影响因素分析

3.3.1 井底压力对产能的影响

井底压力对NGH降压开采产气速率的影响如图8所示, 可以看出, 井底压力越小, 产气速率越大. 这是因为井底压力越小, 近井地带的压力梯度越大, NGH分解驱动力越大, NGH分解前缘移动速度越快, 储层内分解产气速率越大, 故而生产井产气速率的峰值越高. 虽然降低井底压力可提高产气速率, 但井底压力降的太低会导致NGH大量快速分解, 井筒附近温度大幅度下降, 出现NGH的自保护效应、二次生成等问题, 阻碍NGH的进一步分解, 从而使整个NGH储层的分解速度减慢. 因此, 实际降压开采中需要计算选择最优的井

图 7 (网络版彩图) NGH降压开采产水速率与累积产水曲线图
Figure 7 (Color online) The contrast curves of water production rate and dissociated water rate.

图 8 (网络版彩图) 产气速率随井底压力变化曲线图
Figure 8 (Color online) Gas production rate with varying bottom-hole pressures.

底压力, 从而控制NGH的分解速率, 使产气速率既满足工业需求, 又不会因产气速率过大而引起NGH的自保护效应、二次生成. 同时, 还可以考虑用水平井替代直井, 增大井筒与储层有效接触面积, 从而增大压力传播的效率和范围, 加快NGH的分解, 在相同的井底压力下获得更高产能.

3.3.2 分解速率常数对产能的影响

分解速率常数反映了NGH分解速度的快慢, 分解速率常数越大, NGH分解越快. 图9为分解速率常数取值0.002, 0.004, 0.006 mol s⁻¹ m⁻² MPa⁻¹时, 产气速率的变化曲线. 可以看出, 分解速率常数越大, 产气速率峰值越大, 相应地, 生产周期也越短. 在实际降压开采过程中, 可以使用注催化剂、注热等辅助强化方法有效破坏NGH平衡, 增大NGH分解速率常数, 从而提高NGH降压开采的产能.

3.3.3 初始NGH饱和度对产能的影响

图10为初始含NGH饱和度取值0.4, 0.5, 0.6时产气速率变化曲线, 可以看出开发前期, 生产井产气速率随着饱和度的增大而减少, 这是因为初始NGH饱和度越大, 储层绝对渗透率越小, 渗流能力越低, 产气速率越小. 由绝对渗透率与NGH饱和度关系式(36)可知, 随着NGH的分解, NGH饱和度下降, 储层绝对渗透率逐渐变大, 因此开发后期初始NGH饱和度越大, 产气速率越大, 且初始NGH饱和度越大, 开发期也越长.

图 9 (网络版彩图)产气速率随分解速率常数变化曲线图
Figure 9 (Color online) Gas production rate with varying intrinsic NGH dissociation rates.

图 10 (网络版彩图)产气速率随初始含NGH饱和度变化曲线图
Figure 10 (Color online) Gas production rate with varying initial NGH saturations.

3.3.4 绝对渗透率对产能的影响

储层渗透率反映多孔介质渗流能力, 是影响NGH分解后流体在储层中渗流速度的重要因素. 图11为产气速率随渗透率变化曲线, 这里渗透率指的是NGH饱和度为0时NGH储层多孔介质的绝对渗透率, 可以看出, 渗透率对产气速率的影响较大, 渗透率越大, 流体的渗流阻力越小, 越有利于分解生成的甲烷气在地层中流动, 产气速率越大, 生产时间越短, 因此, 降压法适合开采渗透率较高的NGH藏. 水力压裂技术是油气

图 11 (网络版彩图)产气速率随渗透率变化曲线图
Figure 11 (Color online) Gas production rate with varying intrinsic permeability.

藏开采的常用储层增产技术手段, 压裂能够有效提高储层渗透率. 借鉴传统油气生产经验, 对于渗透率较低的NGH藏可以通过水力压裂技术增大NGH储层的渗透率, 改善近井地带流体的渗流条件, 使NGH分解产生的甲烷气和水能够更加迅速地排出至井底, 从而提高产能.

4 结论

(1) 综合考虑NGH分解动力学、渗透率变化等因素建立了反映NGH降压开采复杂机理的气水两相产能半解析模型.

(2) NGH降压开采生产动态分析结果表明: 当井底的压力低于NGH分解压力时NGH开始分解, 分解前

缘向前推移, 分解区域不断扩大, 生产井产气速率、产水速率升高, 由于NGH分解吸热, 分解前缘处温度始终保持最低. 随着NGH的分解, NGH饱和度逐渐降低, 生产井产气速率下降, 产水速率也随之下降最终稳定在一个较小的值.

(3) 产能影响因素分析显示: 产气速率峰值随着井底压力降低而增大; 分解速率常数越大, NGH分解越快, 产气速率越高; 开采前期, 产气速率随初始含NGH饱和度的增大而减小, 开采后期产气速率则随着初始含NGH饱和度的增大而增大; 储层绝对渗透率越大, 流体流动阻力越小, 越有利于分解生成的甲烷气在地层中流动, 产气速率越大.

(4) 为提高NGH产能, 可以采用向NHG储层注热、注催化剂或水平井、水力压裂等技术措施.

参考文献

- Li S X, Wu D D, Wang Z Q, et al. Numerical simulation of dissociation front of Shenhu hydrate reservoirs by depressurization (in Chinese). *Sci Sin-Phys Mech Astron*, 2019, 49: 116–126 [李淑霞, 武迪迪, 王志强, 等. 神狐水合物藏降压开采分解前缘数值模拟研究. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2019, 49: 116–126]
- Wang Z, Zhang J, Sun B, et al. A new hydrate deposition prediction model for gas-dominated systems with free water. *Chem Eng Sci*, 2017, 163: 145–154
- Nair V C, Prasad S K, Kumar R, et al. Energy recovery from simulated clayey gas hydrate reservoir using depressurization by constant rate gas release, thermal stimulation and their combinations. *Appl Energy*, 2018, 225: 755–768
- Hao Y M, Li X Z, Tao S, et al. Heat conduction and convection of thermal front movement during natural gas hydrate heat injection exploitation (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2017, 37: 47–52 [郝永卯, 黎晓舟, 陶帅, 等. 天然气水合物注热开采热前缘传热方式探讨. *天然气工业*, 2017, 37: 47–52]
- Hao Y M, Chen Y M, Li S X. Experimental study on production of natural gas hydrate by thermal stimulation (in Chinese). *J China Univ Petrol (Ed Nat Sci)*, 2007, 31: 60–63 [郝永卯, 陈月明, 李淑霞. 天然气水合物注热开采实验研究. *中国石油大学学报*, 2007, 31: 60–63]
- Anderson B J, Boswell R, Collett T S, et al. Review of the findings of the Ignik Sikumi CO₂-CH₄ gas hydrate exchange field trial. In: *Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates*. Beijing, 2014
- Yamamoto K, Terao Y, Fujii T, et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough. In: *Offshore Technology Conference*. Texas, 2014
- Fujii T, Suzuki K, Takayama T, et al. Geological setting and characterization of a methane hydrate reservoir distributed at the first offshore production test site on the Daini-Atsumi Knoll in the eastern Nankai Trough, Japan. *Mar Pet Geol*, 2015, 66: 310–322
- Wu S G, Wang J L. On the China's successful gas production test from marine gas hydrate reservoirs (in Chinese). *Chin Sci Bull*, 2018, 63: 2–8 [吴时国, 王吉亮. 南海神狐海域天然气水合物试采成功后的思考. *科学通报*, 2018, 63: 2–8]
- Zhou S W, Zhao J Z, Li Q P, et al. Optimal design of the engineering parameters for the first global trial production of marine natural gas hydrates through solid fluidization (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2017, 37: 1–14 [周守为, 赵金洲, 李清平, 等. 全球首次海洋天然气水合物固态流化试采工程参数优化设计. *天然气工业*, 2017, 37: 1–14]
- Li G, Moridis G J, Zhang K, et al. Evaluation of gas production potential from marine gas hydrate deposits in Shenhu area of South China Sea. *Energy Fuels*, 2010, 24: 6018–6033
- Yang S, Lang X, Wang Y, et al. Numerical simulation of Class 3 hydrate reservoirs exploiting using horizontal well by depressurization and thermal co-stimulation. *Energy Convers Manage*, 2014, 77: 298–305

- 13 Kurihara M, Sato A, Funatsu K, et al. Analysis of production data for 2007/2008 Mallik gas hydrate production tests in Canada. In: International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Beijing, 2010
- 14 Giraldo C, Klump J, Clarke M, et al. Sensitivity analysis of parameters governing the recovery of methane from natural gas hydrate reservoirs. *Energies*, 2014, 7: 2148–2176
- 15 McGuire P. Recovery of gas from hydrate deposits using conventional technology. In: SPE Unconventional Gas Recovery Symposium. Pittsburgh, 1982
- 16 Goel N, Wiggins M, Shah S. Analytical modeling of gas recovery from *in situ* hydrates dissociation. *J Pet Sci Eng*, 2001, 29: 115–127
- 17 Ahmadi G, Ji C, Smith D H. Production of natural gas from methane hydrate by a constant downhole pressure well. *Energy Convers Manage*, 2007, 48: 2053–2068
- 18 Zhao Z W, Shang X C. Analysis for temperature and pressure fields in process of hydrate dissociation by depressurization. *Int J Numer Anal Meth Geomech*, 2010, 34: 1831–1845
- 19 Zhao Z W, Shang X C. The analysis for the theoretical model about the gas production from gas hydrate by depressurization (in Chinese). *China Min Magaz*, 2010, 19: 102–105 [赵振伟, 尚新春. 天然气水合物降压开采理论模型及分析. *中国矿业*, 2010, 19: 102–105]
- 20 Kumar A, Maini B, Bishnoi P R, et al. Experimental determination of permeability in the presence of hydrates and its effect on the dissociation characteristics of gas hydrates in porous media. *J Pet Sci Eng*, 2010, 70: 114–122
- 21 Lee J, Park S, Sung W. An experimental study on the productivity of dissociated gas from gas hydrate by depressurization scheme. *Energy Convers Manage*, 2010, 51: 2510–2515
- 22 Ji C, Ahmadi G, Smith D H. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization. *Chem Eng Sci*, 2001, 56: 5801–5814
- 23 Verigin N N, Khabibullin I L, Khalikov G A. Linear problem of the dissociation of the hydrates of a gas in a porous medium. *Fluid Dyn*, 1980, 15: 144–147
- 24 Sloan E D. *Clathrate Hydrate of Natural Gases*. New York: Marcel Dekker, Inc, 1998
- 25 Kim H C, Bishnoi P R, Heidemann R A, et al. Kinetics of methane hydrate decomposition. *Chem Eng Sci*, 1987, 42: 1645–1653
- 26 Ruan X K, Li X S, Yang M J, et al. Influence of gas hydrate reformation and permeability changes on depressurization recovery (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2015, 36: 612–619 [阮徐可, 李小森, 杨明军, 等. 天然气水合物二次生成及渗透率变化对降压开采的影响. *石油学报*, 2015, 36: 612–619]
- 27 Masuda Y. Modeling and experimental studies on dissociation of methane gas hydrates in Berea sandstone cores. In: Proceedings of Third International Conference on Gas Hydrates. Salt Lake City, 1999
- 28 Hong H, Pooladi-Darvish M. A numerical study on gas production from formations containing gas hydrates. In: Canadian International Petroleum Conference. Calgary: Petroleum Society of Canada, 2003
- 29 Hong H, Pooladi-Darvish M. Simulation of depressurization for gas production from gas hydrate reservoirs. *J Can Pet Tech*, 2005, 44: 39–46
- 30 Gandra S. The Effect of Reservoir Characteristics on Methane Production from Hydrate Bearing Formations. Dissertation for Master's Degree. Morgantown: West Virginia University, 2006
- 31 Gaddipati M. Code Comparison of Methane Hydrate Reservoir Simulators Using CMG STARS. Dissertation for Master's Degree. Morgantown: West Virginia University, 2008
- 32 Liu J J, Shao Z L, Zheng Y X. Numerical simulation of decomposition process of natural gas hydrate by depressurization (in Chinese). *J Southwest Petrol Univ (Sci & Tech Ed)*, 2017, 39: 80–90 [刘建军, 邵祖亮, 郑永香. 天然气水合物降压分解过程的数值模拟. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 39: 80–90]
- 33 Feng J C, Li X S, Wang Y, et al. Three-dimension experimental investigation of hydrate dissociation by the combined method with dual horizontal wells (in Chinese). *Geoscience*, 2016, 30: 929–936 [冯景春, 李小森, 王屹, 等. 三维实验模拟双水平井联合合法开采天然气水合物. *现代地质*, 2016, 30: 929–936]
- 34 Hao Y M, Bo Q L, Chen Y M, et al. Laboratory investigation of pressure development of natural gas hydrates (in Chinese). *Petrol Expl Devel*, 2006, 33: 217–220 [郝永卯, 薄启炜, 陈月明, 等. 天然气水合物降压开采实验研究. *石油勘探与开发*, 2006, 33: 217–220]
- 35 Li S X, Li J, Jin Y R. Depressurizing dissociation of natural gas hydrate with different saturation (in Chinese). *J Chem Ind Eng*, 2014, 65: 1411–1415 [李淑霞, 李杰, 靳玉蓉. 不同饱和度的天然气水合物降压分解实验. *化工学报*, 2014, 65: 1411–1415]

The semi-analytical two-phase productivity model of natural gas hydrate by depressurization

HAO YongMao^{1*}, LI XiaoZhou^{2,3*}, LI ShuXia¹, ZENG XuZhi¹ & CHEN ZhiHao¹

¹ Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development (China University of Petroleum (East China)), Ministry of Education, Qingdao 266580, China;

² Guangzhou Marine Geological Survey, Guangzhou 510075, China;

³ Gas Hydrate Engineering Technology Center, China Geological Survey, Guangzhou 510075, China

Natural gas hydrate (NGH) is considered as one of the most potential new energy. How to improve the capacity of NGH has become a key technical problem restricting the efficient development of NGH. In this paper, a gas-water two phase semi-analytical model of NGH depressurization production is established by considering the NGH phase transition, the permeability change during NGH decomposition. The production performance and the influencing factors of production capacity were analyzed, and the measures of improving production capacity were suggested in the paper. The result shows, in the early stage of NGH depressurization, the decomposition front moves faster, the decomposition area expands continuously, so the gas production rate and water production rate of production wells increase. With the decomposition of NGH, the saturation of NGH decreases gradually, the gas production rate of production wells decreases, and the water production rate also decreases and finally stabilizes at a small value. The bottom hole pressure, NGH decomposition rate constant, permeability have great influence on gas production rate. The smaller the bottom hole pressure and the greater the reservoir permeability and the NGH decomposition rate constant, the greater the peak gas production rate. In order to improve the capacity of NGH production wells, such measures as injecting heat into reservoir, injecting catalyst or horizontal well technology and hydraulic fracturing technology can be adopted.

natural gas hydrate, depressurization, production dynamics, productivity

PACS: 88.10.gc, 88.10.G-, 91.50.Hc, 91.67.De

doi: [10.1360/SSPMA-2019-0310](https://doi.org/10.1360/SSPMA-2019-0310)