

页岩凝析气井体积压裂外区产能贡献分析

——以 Eagle Ford 典型页岩凝析气井为例

白玉湖, 王苏冉, 徐兵祥

(中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028)

摘要: 针对 Eagle Ford 页岩凝析气井压裂开发, 建立基于三线性流理论的数学模型。对生产井动态进行历史拟合, 获取典型页岩及压裂裂缝参数, 开展压裂改造外区产能贡献分析。结果表明, 压裂改造外区对页岩凝析气井产能具有一定的贡献, 且随着基质渗透率的增加产能贡献增大。在生产前 5 年, 40 m 以内的外区范围对产能有一定贡献, 而且主要贡献在 20 m 范围以内; 生产 30 年, 外区对产能的贡献集中在 60 m 内。

关键词: 页岩凝析气; 体积压裂; 外区; 产能; 合理井距

中图分类号: TE37 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)19-0251-07

页岩油气已成为全球油气供给的重要组成部分。国内页岩气勘探开发取得巨大成功, 页岩油开发也步入高速通道。国内页岩气田类型主要为干气气藏, 页岩油田则以黑油为主, 但近些年也发现了页岩凝析气田。中国石化 2019 年在涪陵页岩气田复兴区块针对侏罗系陆相页岩部署风险探井 FY10HF 获日产气 5.58 万 m³, 日产油 17.6 m³ 工业油气流, 是国内陆相页岩油气勘探的重大突破^[1]。页岩凝析气藏作为一种复杂的油气藏类型, 其开发特征与常规页岩油气有所差异。本文以美国 Eagle Ford 页岩油气田为例, 着重分析页岩凝析气井体积压裂外区产能贡献, 以为同类型的气田开发提供参考。

Eagle Ford 页岩油气田位于美国得克萨斯州南部的海湾盆地, 其页岩油气主力产层为 Eagle Ford 组, 纵向上 Eagle Ford 组划分为上、下两段。在该页岩油气田开发前期, 主力产层为 Eagle Ford 组下段, 近些年, 随着压裂等开发技术的进步, 局部区域也在尝试开发 Eagle Ford 组上段, 并取得一定效果。Eagle Ford 组沉积环境受多期构造事件控制^[2], 发育于距今约 85 Ma 的中晚白垩世古海洋大陆架沉积环境中, 直接覆盖在晚三叠世和侏罗纪沉积的碳酸盐岩地层之上^[3]。Eagle Ford 组下段具有

较好的封存条件, 其上覆地层为鹰滩组上段泥岩, 局部为 Austin Chalk 灰岩; 下伏地层为 Buda 灰岩, 局部为 Del Rio 泥灰岩^[4]。Eagle Ford 组埋藏深度为 1 500~4 900 m, 平均厚度为 76 m^[5]。Eagle Ford 组下段发育黑色页岩/泥岩, 碳酸盐矿物平均含量为 58%, 黏土矿物平均含量为 16.5%, 有机质含量平均为 4.23%, 主要发育 II₁ 型干酪根^[6-7]。从北西向东南, Eagle Ford 组下段 Ro(镜质体反射率)值逐渐增大。按照气油比, 把 Eagle Ford 页岩区依次划分为黑油、挥发油、凝析气、湿气和干气 5 个产油气区带, 区域上产出油气主要受有机质成熟度控制。

根据 Eagle Ford 凝析气井实际生产数据发现, 在同一个区域, 压裂参数基本一致的情况下, 随着井距的增加, 产量递减有所降低, 如图 1 所示, 这说明压裂改造区(SRV)之外的区域也会向改造区内供气, 从而增加气井产量, 降低油气递减率。为此, 本文基于解析模型方法, 以 Eagle Ford 页岩凝析气区为例, 分析压裂改造区(SRV)之外页岩对产能的影响情况, 以为国内页岩凝析气开发提供参考。

页岩极其致密, 基质渗透率在几十到几百纳达西, 因此, 一般情况下都认为压裂改造区之外的基质对产量贡献很小, 可以忽略。因此, 在页岩油气井合理井距确定时, 常常以理论计算^[8-11]、压裂裂缝

收稿日期: 2024-05-20

作者简介: 白玉湖(1976—), 男, 辽宁鞍山人, 博士, 正高级工程师, 研究方向为页岩油气、致密气、天然气水合物等非常规资源开发; 王苏冉(1990—), 男, 江苏徐州人, 博士, 高级工程师, 研究方向为非常规油气藏渗流理论与应用; 徐兵祥(1985—), 男, 安徽安庆人, 博士, 高级工程师, 研究方向为非常规油气开发。

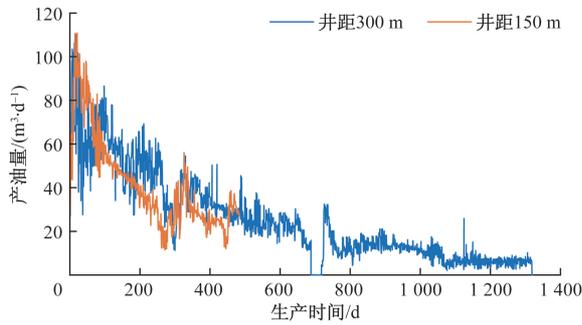


图 1 井距分别为 500 m 及 150 m 的凝析气井产油量对比

微地震监测为主^[12],根据页岩物性、脆性、地应力等,根据排量等施工设计,对裂缝进行模拟,从而确定可实现的裂缝半长^[13-14];油藏工程专业根据油藏工程方法^[15-16]或者数值模拟方法,分析压裂裂缝半长、导流能力、基质渗透率等参数对产量及经济性的影响,从而优化出理论的最优井距^[14];理论优化设计还需和现场的裂缝监测相结合,根据微地震监测的压裂裂缝形态和分布范围,以其压裂裂缝半长的 2 倍作为合理井距,但实际上,北美地区页岩气水平井井距根据地质、流体、工艺等因素一直处于不断优化过程中^[17]。

1 数学物理模拟

根据 Eagle Ford 大量水力压裂过程中的微地震资料显示,页岩凝析气井在水力压裂改造之后,在页岩层形成非常复杂的网状裂缝。根据前人研究^[18-19],可将复杂裂缝网络等效处理成压裂改造体 (SRV),其由人工主裂缝、压裂改造内区和外区组成,如图 2 所示。内区主要是考虑压裂改造形成复杂的裂缝网络系统,将其处理成双重介质,由于基质固有渗透率较低,可采用 Kazemi 等非稳态窜流模型^[20];外区由于没有受到压裂改造,将其处理成单孔介质。在每个区域中,流体的流动都处理成线性流,即外区流体线性流入内区裂缝基质,内区基质中流体线性流入内区裂缝介质,再由内区裂缝线性流入人工裂缝中。

其他基本假设为:①储层为水平等厚,水平井位于储层中心,裂缝贯穿整个储层;②考虑油气的压缩性,忽略岩石的压缩性;③气体的吸附解吸服从 Langmuir 单层吸附模型,由于凝析液的吸附机理尚不明确,不予以单独考虑;④流体由油、气两个组分组成,气组分只存在于气相中,油组分可以同时存在油、气两个相中。

1.1 外区方程

外区为基质区,运用 Langmuir 理论描述气体

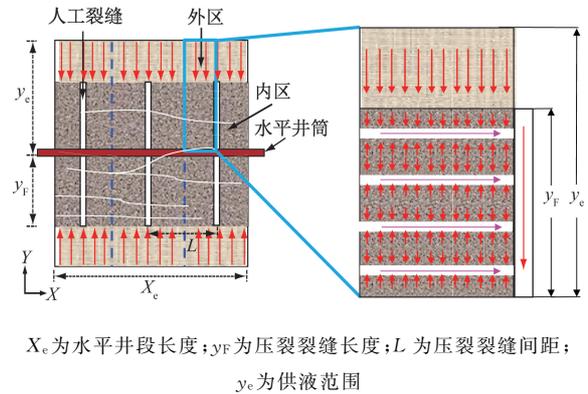


图 2 页岩压裂水平井三线流物理模型

的吸附解吸。

$$V = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (1)$$

式中: V_L 为兰氏体积, m^3/m^3 ; p_L 为兰氏压力,MPa; p 为压力,MPa; V 为单位体积岩石中气体吸附量, m^3/m^3 。

外区油和气的渗流微分方程如下。

气组分:

$$\frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_{A_{rg}}}{\mu_g B_g} \frac{\partial p_A}{\partial y} \right) = \frac{\phi_A}{0.086 4k_A} \frac{\partial \left(\frac{S_{A_g}}{B_g} + \frac{V_L p_A}{\phi_A (p_L + p_A)} \right)}{\partial t} \quad (2)$$

式中: $k_{A_{rg}}$ 为外区气相相对渗透率; B_g 为页岩气体积系数; μ_g 为页岩气黏度, $mPa \cdot s$; ϕ_A 为外区基质孔隙度; S_{A_g} 为外区气相饱和度; p_A 为外区压力,MPa; k_A 为外区基质渗透率,mD。

油组分:

$$\frac{\partial}{\partial y} \left[\left(\frac{k_{A_{ro}}}{\mu_o B_o} + R_v \frac{k_{A_{rg}}}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial p_A}{\partial y} \right] = \frac{\phi_A}{0.086 4k_A} \left[\frac{\partial \left(\frac{S_{A_o}}{B_o} + \frac{R_v S_{A_g}}{B_g} \right)}{\partial t} \right] \quad (3)$$

式中: $k_{A_{ro}}$ 为外区油相相对渗透率; B_o 为油相体积系数; μ_o 为油相黏度, $mPa \cdot s$; R_v 为溶解气油比; S_{A_o} 为外区油相饱和度。

初始条件:

$$p_A |_{t=0} = p_i \quad (4)$$

式中: p_i 为原始地层压力,MPa。

外边界条件:

$$\frac{\partial p_A}{\partial y} \Big|_{y=y_e} = 0 \quad (5)$$

内边界条件:

$$p_A |_{y=y_f} = p_f \quad (6)$$

式中: p_f 为井底流压,MPa。

1.2 内区基质方程

内区为双重介质,运用非稳态传质模型(Kazemi模型),将介质看成平板。对于吸附气含量的影响参考外区。因此,基质中的流动方程如下。

气组分:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k_{mrg}}{\mu_g B_g} \frac{\partial p_m}{\partial z} \right) = \frac{\phi_m}{0.086 4k_m} \frac{\partial \left(\frac{S_{mg}}{B_g} + \frac{V_L p}{\phi_m (p_L + p)} \right)}{\partial t} \quad (7)$$

式中: k_{mrg} 为内区气相相对渗透率; ϕ_m 为内区基质孔隙度; S_{mg} 为内区气相饱和度; p_m 为内区压力,MPa; k_m 为内区基质渗透率,mD。

油组分:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[\left(\frac{k_{mro}}{\mu_o B_o} + R_v \frac{k_{mrg}}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial p_m}{\partial z} \right] = \frac{\phi_m}{0.086 4k_m} \left[\frac{\partial \left(\frac{S_{mo}}{B_o} + \frac{R_v S_{mg}}{B_g} \right)}{\partial t} \right] \quad (8)$$

式中: k_{mro} 为内区油相相对渗透率。

初始条件:

$$p_m |_{t=0} = p_i \quad (9)$$

外边界条件:

$$\frac{\partial p_m}{\partial z} \Big|_{z=0} = 0 \quad (10)$$

内边界条件:

$$p_m |_{z=h_m/2} = p_f \quad (11)$$

1.3 内区裂缝方程

由于内区裂缝存在基质和外区的供给,基质中的流动方程如下。

气组分:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_{frg}}{\mu_g B_g} \frac{\partial p_f}{\partial x} \right) + (q_{gmf} + q_{gAf}) / (B_g k_f) = \frac{\phi_f}{0.086 4k_f} \frac{\partial \left(\frac{S_{fg}}{B_g} \right)}{\partial t} \quad (12)$$

式中: k_{frg} 为裂缝气相相对渗透率; ϕ_f 为裂缝孔隙度; S_{fg} 为裂缝气相饱和度; k_f 为裂缝渗透率,mD; p_f 为裂缝压力,MPa。

油组分:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{k_{fro}}{\mu_o B_o} + R_v \frac{k_{frg}}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial p_f}{\partial x} \right] + (q_{omf} + q_{oAf}) / (B_o k_f) + R_v (q_{gmf} + q_{gAf}) / (B_g k_f) = \frac{\phi_f}{0.086 4k_f} \left[\frac{\partial \left(\frac{S_{fo}}{B_o} + \frac{R_v S_{fg}}{B_g} \right)}{\partial t} \right] \quad (13)$$

式中: k_{fro} 为裂缝油相相对渗透率; S_{fo} 为裂缝油相饱和度; q_{gmf} 、 q_{gAf} 分别为内区基质和外区基质流入裂缝

的气相质量流量,kg/(m²·s); q_{omf} 、 q_{oAf} 分别为内区基质和外区基质流入裂缝的油相质量流量,kg/(m²·s); S_{fo} 为裂缝油相饱和度。

初始条件:

$$p_f |_{t=0} = p_i \quad (14)$$

外边界条件:

$$\frac{\partial p_f}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0 \quad (15)$$

内边界条件:

$$p_f |_{x=L_f/2} = p_f \quad (16)$$

1.4 人工裂缝方程

考虑到内区裂缝向人工裂缝(用下标F表示)的流体交换,则人工缝中的渗流方程如下。

气组分:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_{Frg}}{\mu_g B_g} \frac{\partial p_F}{\partial x} \right) + q_{gIF} / (B_g k_F) = \frac{\phi_F}{0.086 4k_F} \frac{\partial \left(\frac{S_{FG}}{B_g} \right)}{\partial t} \quad (17)$$

式中: k_{Frg} 为人工裂缝气相相对渗透率; ϕ_F 为人工裂缝孔隙度; S_{FG} 为人工裂缝气相饱和度; k_F 为人工裂缝渗透率,mD; q_{gIF} 为内区裂缝流入人工裂缝的气相质量流量,kg/(m²·s)。

油组分:

$$\frac{\partial}{\partial y} \left[\left(\frac{k_{Fro}}{\mu_o B_o} + R_v \frac{k_{Frg}}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial p_F}{\partial y} \right] + q_{oIF} / (B_o k_F) + R_v q_{gIF} / (B_g k_F) = \frac{\phi_F}{0.086 4k_F} \left[\frac{\partial \left(\frac{S_{Fo}}{B_o} + \frac{R_v S_{FG}}{B_g} \right)}{\partial t} \right] \quad (18)$$

式中: k_{Fro} 为人工裂缝油相相对渗透率; S_{Fo} 为人工裂缝油相饱和度; q_{oIF} 为内区裂缝流入人工裂缝的油相质量流量,kg/(m²·s)。

初始条件:

$$p_F |_{t=0} = p_i \quad (19)$$

外边界条件:

$$\frac{\partial p_F}{\partial y} \Big|_{y=y_F} = 0 \quad (20)$$

内边界条件:

$$p_F |_{y=0} = p_{wf} \quad (21)$$

式中: p_{wf} 为井底流压,MPa。

该方程的解法及验证参见文献[21],本文不再赘述。

2 典型页岩凝析气井裂缝及储层参数反演

以凝析气井Pge Browne 1H为研究对象,运用生产数据拟合方法,对凝析气井的产量进行拟合。

由井底压力的变化图(图 3)可看出,整个生产阶段压力不稳定,且受开关井影响,压力变化较大,整体趋势是井底压力逐渐降低。图 4 为该井的初期生产气油比,可见近两年时间内,生产气油比相对保持稳定。图 5、图 6 给出了油气产量的拟合效果,总体看来拟合效果较好,拟合的裂缝参数见表 1。

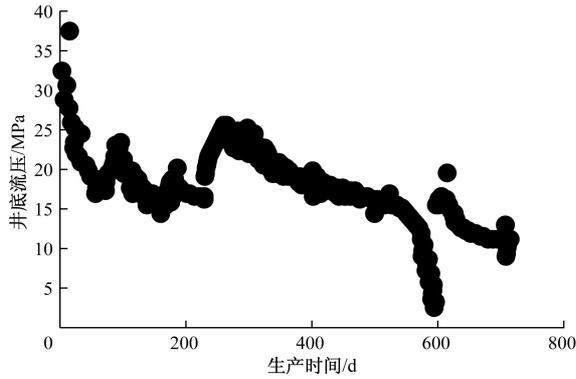


图 3 Pge Browne 井底流压

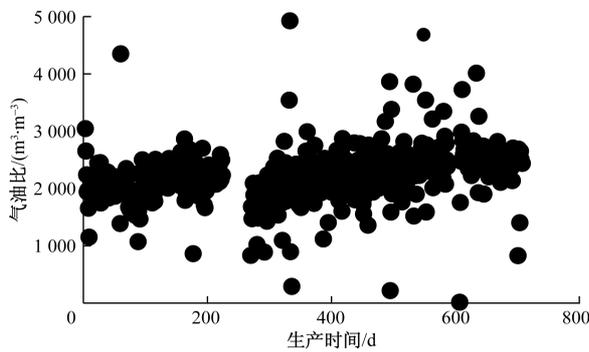


图 4 Pge Browne 井初期气油比

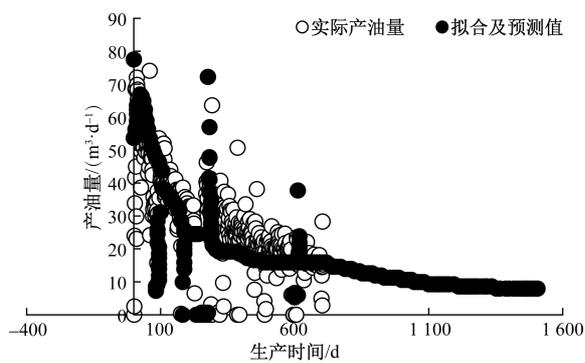


图 5 Pge Browne 产油量的拟合及预测

表 1 裂缝参数

拟合参数	值
裂缝半长/m	100
次生裂缝渗透率/mD	5.5
内/外区基质渗透率/mD	5×10^{-4}
人工缝导流能力/(D·cm)	5
基质块宽度(双重介质)/m	2.5

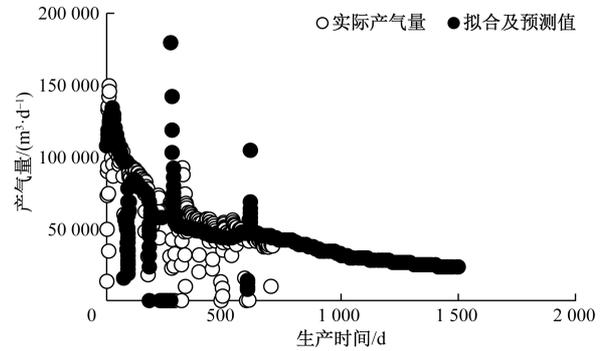


图 6 Pge Browne 产气量的拟合及预测

3 压裂改造外区产能贡献及合理井距分析

以表 2 给出的典型页岩及压裂裂缝参数为基础,分析不同外区边界长度、不同外区渗透率条件下,外区对产能的贡献程度,从而可给出考虑外区贡献程度的合理井距建议。

表 2 凝析气井地层参数

参数	取值	参数	取值
原始地层压力/MPa	38	地层厚度/m	20
原始地层温度/K	387	水平段长/m	2 000
井底压力/MPa	6	内/外区基质孔隙度	0.10
压裂段数	20	次生裂缝孔隙度	1.0
裂缝半长/m	100	人工裂缝孔隙度	0.5
人工缝导流能力/(D·cm)	5	内区基质渗透率/mD	5×10^{-4}
次生裂缝渗透率/mD	2	原始含气饱和度	1.0

3.1 外区大小对产能的影响规律

压裂极大地增加了页岩油气井的产能,同时外区对产能也有一定的贡献,须明确在不同外区大小、外区渗透率的情况下,外区对产能的贡献情况。因此,设置内外区渗透率为 5×10^{-4} mD,人工缝长 100 m,外区大小分别为 0、20、40、60、80、100 m,分析不同外区大小对产能的贡献情况。图 7 为不同外区长度下产气量/累计产气量随时间变化曲线,可见,在生产初期,外区长度对瞬时产气量的影响较小,到了生产后期,外区长度越大,累计产气量也越大。图 8 为不同外区长度下产油量/累积产油量随时间变化曲线,可见,在生产初期,外区长度对瞬时产油量的影响较小,到了生产后期,外区长度越大,累积产油量也越大。综合图 7 和图 8,认为在不考虑外区对产能贡献情况下,产能预测结果会偏低;外区对前 5 年产能贡献较小,对后期产量有一定贡献,外区增大,产量增大,但增幅逐渐变小。

3.2 外区对产量的贡献图版

为了更加直观地了解外区对生产初期(前 5 年)

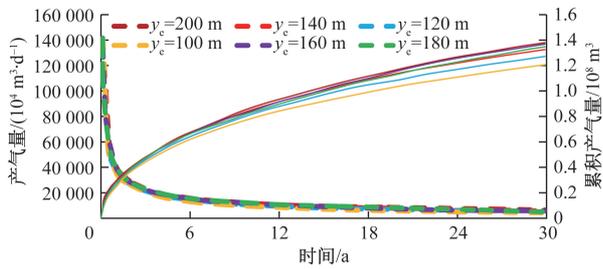


图7 不同外区长度下产气量/累积产气量随时间变化曲线

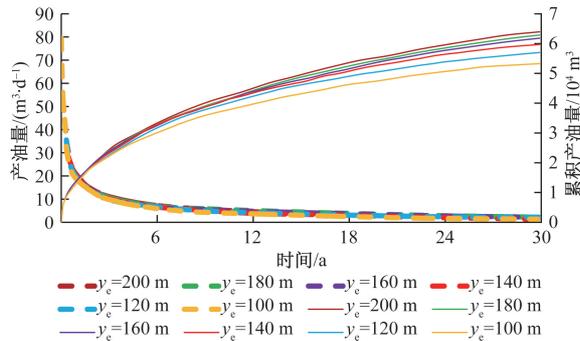


图8 不同外区长度下产油量/累积产油量随时间变化曲线

产能的贡献,制作典型外区基质渗透率、外区大小对产能贡献的图版。因此设置内区基质渗透率为 5×10^{-4} mD,外区渗透率 k_o 分别为 5×10^{-4} 、 2.5×10^{-4} 、 1×10^{-4} 、 5×10^{-5} mD,外区大小分别为 0、20、40、60、80、100 m。

图9为不同外区渗透率下前5年产气贡献率与外区长度关系曲线。当外区长度小于40 m时,产气贡献率随外区长度增加迅速上升;当外区长度大于40 m时,随着外区长度的增加,产气贡献率基本不再上升。外区渗透率越大,产气贡献率上升越迅速,在同一外区长度下,产气贡献率越高。图10为不同外区渗透率下产油贡献率与外区长度关系曲线。当外区长度小于40 m时,产油贡献率随外区长度增加迅速上升;当外区长度大于40 m时,随着外区长度的增加,产油贡献率不再上升。外区渗透率越大,产油贡献率上升越迅速,在同一外区长度下,产油贡献率越高。综合图9和图10,在生产的前5年,外区大小在40 m以内,对产能有一定贡献,而且主要贡献在20 m以内,而大于40 m的部分对产能几乎没有贡献;外区渗透率越大,对产能的贡献越大。

为了更加直观地了解外区对30年产量的贡献,制作不同外区基质渗透率、外区大小对产能贡献的图版。因此设置内区基质渗透率为 5×10^{-4} ,外区渗透率分别为 5×10^{-4} 、 2.5×10^{-4} 、 1×10^{-4} 、 $5 \times$

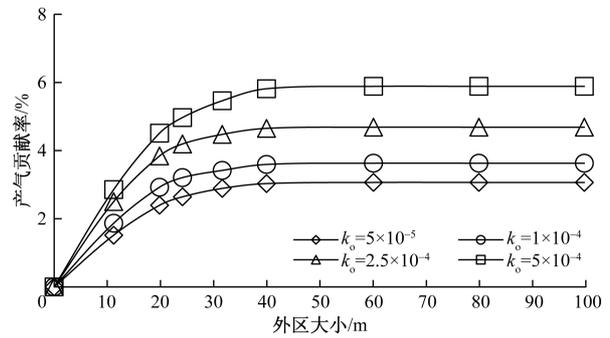


图9 不同外区渗透率下前5年产气贡献率与外区长度关系曲线

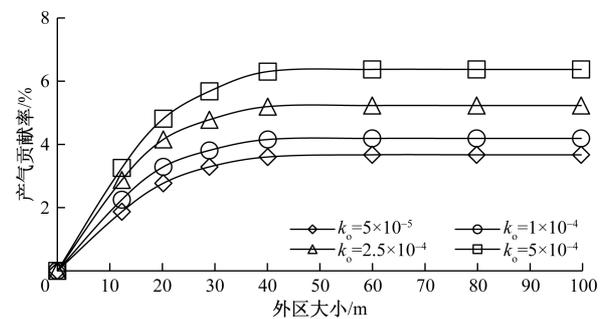


图10 不同外区渗透率下产油贡献率与外区长度关系曲线

10^{-5} mD,外区大小分别为 0、20、40、60、80、100 m。

图11和图12为不同外区渗透率下前30年产气和产油贡献率与外区长度关系曲线。当外区长度小于20 m时,不同外区渗透率的产气和产油贡献率以相同的速率随外区长度增加而增大;当外区长度大于20 m时,外区渗透率越大,产气和产油贡献率越高;外区长度越大,产气和产油贡献率曲线随着外区长度增大变得平缓。综合图11和图12,在生产30年的条件下,外区范围越大,对产能的贡献越大,主要还是集中在前60 m内;外区/内区渗透率比值越大,对产能贡献越大。

3.3 矿场建议

针对Eagle Ford组页岩凝析气井分析,可得外区对产能的影响规律:①外区对产能有一定贡献,

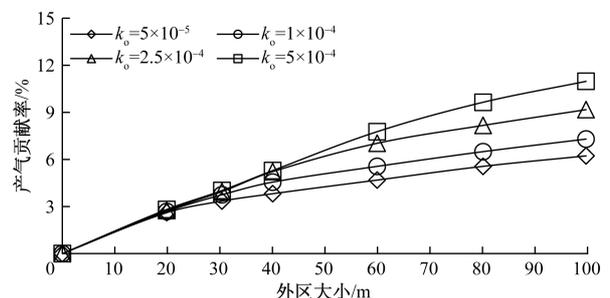


图11 不同外区渗透率下前30年产气贡献率与外区长度关系曲线

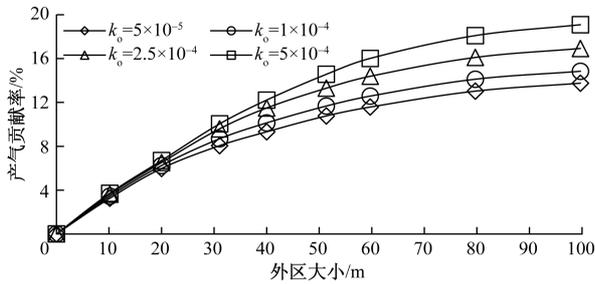


图12 不同外区渗透率下前30年产油贡献率与外区长度关系曲线

但贡献值不大;②外区渗透率值越大,对产能贡献越大;③外区越大,对产能贡献越大;④在生产初期(5年),40 m 以内的外区对产能有一定贡献,而且主要贡献在20 m 以内;生产30年,外区越大,对产能的贡献越大,但主要还是集中在前40~60 m。

对矿场井距优化的建议:①在井距优化时,可适当考虑外区的范围,但不应过大,尽量控制在20 m 以内;②合理井距 $\leq 2(y_F + 20)$ m。

4 结论

(1)针对Eagle Ford页岩凝析气区,大量生产数据统计显示,在同样的压裂规模条件下,地质条件相似的情况下(基于同一个井场),凝析气井在大井距情况下的油气产量递减要小于小井距的凝析气井,这在一定程度上说明,水力压裂改造区之外的页岩基质仍会对产量有贡献。

(2)针对页岩凝析气井压裂开发过程中的复杂缝网特征和油气两相流动特征,建立基于三线性流理论的数学模型,在对生产井生产动态进行历史拟合的基础上获取典型页岩及压裂裂缝参数,以此为基础,开展压裂改造外区产能贡献的分析。

(3)压裂改造外区对页岩凝析气井产能具有一定的贡献,且随着基质渗透率的增加产能贡献增大。基于生产前5年和前30年的外区产量贡献分析,认为在Eagle Ford页岩凝析气区,在井距优化时,可适当考虑外区的范围,但不应过大,尽量控制在20 m 以内。

参考文献

[1] 舒志国,周林,李雄,等.四川盆地东部复兴地区侏罗系自流井组东岳庙段陆相页岩凝析气藏地质特征及勘探开发前景[J].石油与天然气地质,2021,42(1):212-223.

[2] 侯连华,于志超,罗霞,等.页岩油气最终采收量地质主控因素:以美国海湾盆地鹰滩页岩为例[J].石油勘探与开发,2021,48(3):654-665.

[3] SALVADOR A. The geology of North America[R].

Boulder, CO, USA: Geologic Society of America, 1991: 131-180.

[4] ENGLE M A, DOOLAN C A, PITMAN J A, et al. Origin and geochemistry of formation waters from the lower Eagle Ford Group, Gulf Coast Basin, south central Texas [J]. Chemical Geology, 2020, 550(20): 119754.

[5] BAZAN L W, LATTIBEAUDIÈRE M G, PALISCH T. Hydraulic fracture design and well production results in the Eagle Ford Shale: One operator's perspective[R]. Richardson: SPE 155779, 2012.

[6] DONOVAN A, STAEAKER T. Sequence stratigraphy of the Eagle Ford(Boquillas) Formation in the subsurface of South Texas and outcrops of West Texas[J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2010, 60: 861-899.

[7] LOWERY C M, CORBETT M J, MARK R, et al. Foraminiferal and Nano-fossil paleoecology and paleoceanography of the Cenomanian-Turonian Eagle Ford shale of southern Texas[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2014, 413(1): 49-65.

[8] 陈京元,位云生,王军磊,等.页岩气井间干扰分析及井距优化[J].天然气地球科学,2021,32(7):931-940.

[9] 王军磊,贾爱林,位云生,等.基于多井模型的压裂参数-开发井距系统优化[J].石油勘探与开发,2019,46(5):981-992.

[10] 位云生,王军磊,齐亚东,等.页岩气井网井距优化[J].天然气工业,2018,38(4):128-136.

[11] 索彧,苏显衡,何文渊,等.水力裂缝与天然裂缝相交扩展形态的智能预测[J].科学技术与工程,2024,24(2):545-556.

[12] 史臻,林伯韬.页岩储层压裂裂缝扩展规律及影响因素研究探讨[J].石油科学通报,2021(1):92-113.

[13] 陈志明,陈昊枢,廖新维,等.基于试井分析的新疆吉木萨尔页岩油藏人工缝网参数反演研究[J].石油科学通报,2019(3):263-272.

[14] 王俊超,贾俊山,李佳琦,等.老井开发对加密井水力压裂裂缝扩展的影响规律[J].科学技术与工程,2022,22(26):11356-11363.

[15] 廖凯,陈绩,谢勃勃,等.基于返排动态分析的页岩油井压后评估方法[J].科学技术与工程,2023,23(24):10273-10280.

[16] 雍锐,常程,张德良,等.地质-工程-经济一体化页岩气水平井井距优化[J].天然气工业,2020,40(7):42-48.

[17] 丁麟,程峰,于荣泽,等.北美地区页岩气水平井井距现状与发展趋势[J].天然气地球科学,2020,31(4):559-566.

[18] WU Y H, CHENG L S, HUANG S J, et al. A practical method for production data analysis from multistage fractured horizontal wells in shale gas reservoir[J]. Fuel, 2016, 186: 821-829.

[19] NOBAKHT M, CLARKSON C R, KAVIANI D. New

- type curves for analyzing horizontal well with multiple fractures in shale gas reservoir[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2013, 10(1): 99-112.
- [20] PRUESS K, NARASIMHAN T N. Practical method for modeling fluid and heat flow in fractured porous media [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1985, 25 (1): 14-26.
- [21] 吴永辉, 程林松, 黄世军, 等. 页岩凝析气井产能预测的三线性流模型[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(11): 1745-1754.

Production Contribution Analyse on Outer Region of Stimulated Reservoir Volume in Condensate Shale Gas Well: Taking Typical Condensate Shale Gas Well in Eagle Ford as an Example

BAI Yuhu, WANG Suran, XU Bingxiang
(CNOOC Research Institute Ltd. , Beijing 100028, China)

Abstract: Taking typical condensate shale gas well in Eagle Ford as an example, a trilinear flow mathematical model is established, and the shale property parameters and hydraulic fracture parameters are derived based on the history match of production data. Thus the production contribution of outer region of stimulated reservoir volume was analyzed. Results show that the outer region can supply oil and gas to well and the production contribution of the outer region increases with shale matrix permeability. In the first five years production, the contribution area of outer region is within 40 m and the most contribution is with 20 m. In the thirty years production, the contribution area of outer region is within 60 m.

Keywords: condensate shale gas; stimulated reservoir volume; outer region; production; well spacing optimization