

DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2017.01.009

地质工程一体化在应力敏感型致密储层 产能预测中的应用 ——以库车西部某区块为例

杨向同¹ 郑子君² 张 杨¹ 于银华² 冯觉勇¹ 王振兰² 滕 起¹ 董健毅²

(1 中国石油塔里木油田公司; 2 能新科(西安)油气技术有限公司)

摘要: 应用岩石力学相关的理论及先进的技术方法, 针对库车西部致密储层开发生产过程中观察到的应力敏感性现象进行分析和模拟, 指出其实质是渗流场、地应力场、裂缝状态在生产时的复杂变化以及相互影响。为分析三者之间的相互作用及其对产能的影响, 基于地质工程一体化的理念, 对气藏系统、力学系统、裂缝系统进行多学科数据耦合的数值模拟。以1号区块某气井为例, 首先从多个学科对现有资料进行分析, 分别建立了可靠的三维气藏模型、三维岩石力学模型以及三维离散裂缝网络; 再通过物理和数值实验确定模型间的耦合参数, 即应力—渗透率关系和应力—裂缝开度关系; 最后通过耦合数值模拟, 研究了设计开发方案下的地应力、地层压力、渗流随空间和时间的变化, 并与未考虑应力敏感性的模拟结果进行了对比。结果表明, 应力敏感储层的渗透率和裂缝导流能力随着开发过程有着非常明显的降低; 应力敏感性对产能的影响近似满足初期较大、中期有所减小、长期又变大的规律; 当应力敏感性存在时, 稳产时间和总产出率均大幅下降。研究还表明, 过高的生产压差可能导致渗透率下降过快, 造成永久性的损伤, 反而成为提产的不利因素, 因此合理选取生产压差非常重要。

关键词: 地质工程一体化; 裂缝型致密砂岩; 应力敏感性; 渗流—应力耦合; 产能预测

中图分类号: TE21

文献标识码: A

Application of geology-engineering integration in productivity prediction for stress-sensitive tight reservoir: a case study of × block in western Kuqa

Yang Xiangtong¹, Zheng Zijun², Zhang Yang¹, Yu Yinhua², Feng Jueyong¹, Wang Zhenlan², Teng Qi¹, Dong Jianyi²

(1 PetroChina Tarim Oilfield Company; 2 Enticorp (Xi'an) Oil & Gas Technology Co., Ltd.)

Abstract: The stress sensitivity observed during the production of tight reservoir in western Kuqa was studied and simulated by geomechanics-related theories and advanced techniques. It is indicated that the stress sensitivity is essentially the complex variation and interaction among seepage field, ground stress field and fracture status during the production. In order to determine this interaction and its effects on productivity, a numerical simulation of the gas reservoir system, mechanic system and fracture system was carried out by coupling of multi-discipline data, based on the concept of geology-engineering integration. Taking a gas well in No.1 block as an example, the available data of multiple disciplines were analyzed, and reliable 3D gas reservoir model, 3D geomechanics model, and 3D discrete fracture model were built up respectively. Then, the coupling parameters between the models (i.e., stress-permeability relationship and stress-fracture aperture relationship) were determined by physical and numerical experiments. Finally, by a coupling numerical simulation, the changes of ground stress, formation pressure and seepage field with space and time in the designed development plan were identified, and the results obtained were compared with the results of simulation without considering stress sensitivity. The study results show that the permeability and fracture conductivity of stress-sensitive reservoirs dropped evidently during production. Generally, the influence of the stress sensitivity on the productivity was large during early stage, decreasing during middle stage, and finally increasing again during later stage. When there was stress sensitivity, both the stable production period and the total production ratio declined greatly. The study results also show that excessive production pressure difference may lead to too fast permeability decline, and cause permanent damage which may hinder the production. Therefore, it is very important to select reasonable production pressure difference.

Key words: geology-engineering integration, fractured tight sandstone, stress sensitivity, seepage-stress coupling, productivity prediction

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05051-003)。

第一作者简介: 杨向同(1972-), 男, 甘肃武山人, 1996年毕业于中国石油大学(华东), 高级工程师, 现主要从事完井改造方面的工作。地址: 新疆库尔勒市78号信箱, 邮政编码: 841000。E-mail: Yangxt-tim@petrochina.com.cn

收稿日期: 2016-11-02; 修改日期: 2016-12-12

库车前陆盆地位于塔里木盆地北缘,是一个以中、新生代沉积为主的叠合前陆盆地,有着一批高产、稳产的大型天然气田。近年来陆续发现了一些大型气藏,其中1号区块在白垩系取得勘探突破,不仅新发现了一个超千亿立方米的整装气藏,还将克拉苏构造带的含气范围向西扩展了40余千米^[1-2]。然而,1号区块评价井很少,截至2015年底完钻的仅有3口井。这3口井的生产状况显示,产能不仅受到地质方面(如高应力、复杂裂缝系统、应力敏感性等)因素影响,同时也受多种工程因素的制约(如改造方式、管柱、生产制度、出砂等)。因此需要通过地质工程一体化的思路及理念开展跨学科的研究工作,才能充分利用有限的评价井和资料对区域产能潜力进行较准确的评估,从而指导后续的开发、改造方案。本文通过进行渗流—裂缝—应力耦合模拟,将多学科的分析结果有机结合,既可以充分考虑应力敏感性、天然裂缝等地质因素,又可以考虑改造效果、生产制度等工程因素对产能的影响,从而增加产能预测分析的可信度,是进行复杂区块一体化研究的有效途径。

1 研究背景

1.1 地质情况

库车前陆盆地具有南北分带、东西分段的构造特征,受南天山强烈隆升过程中产生的垂向剪切力与斜向挤压双重作用,盆地内形成了一系列强烈变形冲断带,冲断带深层大型构造展布^[1],从东到西分为克拉段、2号井区段、4号区块段、1号区块段、阿

瓦特段。本文的研究主要集中于1号区块段的1号井区。

1号井区储层平均埋深约7000m,地层压力系数达1.75,地温梯度约 $1.71^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,属于常温高压凝析气藏。主要产层为巴什基奇克组(K_1bs),其中巴一段(K_1bs_1)有不同程度剥蚀,而巴二段(K_1bs_2)储层较厚,整体上储层物性要好于巴三段(K_1bs_3)。整个储层段孔隙度为2.5%~7%,平均在5%左右;渗透率为0.05~0.36mD,平均为0.12mD,属于特低孔、特低渗储层。

1.2 应力敏感性情况

1号井区岩心实验结果显示,该区块存在中等偏强应力敏感,可能对产能造成明显影响。事实上,在邻区生产动态过程中也确实发现了储层存在应力敏感的特征。以4号区块1号井和2号井为例(图1)。其中2号井仅进行酸化压裂,当生产压差大于30MPa后产量不仅没有提高反而下降,分析原因是由于裂缝型储层的应力敏感性造成的。2号井酸化压裂后裂缝没有得到有效支撑,进一步增大生产压差,将增大裂缝面的有效正应力,造成裂缝渗透性降低或者闭合,从而导致产量反而下降。1号为进行加砂压裂的井,在生产过程中也观察到了类似现象,当生产压差增大到45MPa时,日产气量不增反降,且之后降低生产压差到20MPa时,产量不能恢复到原来水平。可见应力敏感性造成的伤害是不可逆的,制订生产方案时需要控制生产压差,从而降低应力敏感性对产量的负面影响。

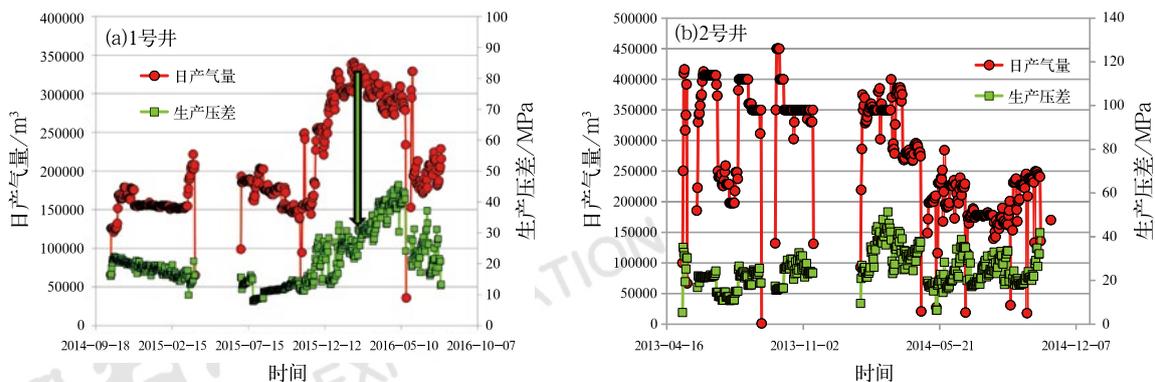


图1 4号区块产量与生产压差关系图

从1号井区投产的C井和D井来看,由于储层致密,自然产能较低,酸化压裂在一定程度上提高了产能(增产倍数在3~3.5倍之间),但是绝对增量

有限,酸化压裂对裂缝不能起到良好的支撑作用;且实际生产过程中生产压差过大(34~62MPa),配产比过高(>70%)。由于应力敏感和地层出砂影响,使

得井在生产过程不能连续生产,严重影响生产进行。现预备进行加砂压裂对储层进行改造,之后采用较低生产压差生产。由于应力敏感性的存在,生产压差对基质渗透率、裂缝导流能力以及应力场有着复杂的影响。

1.3 国内外研究现状

文献表明,致密储层岩石矿物组成、孔隙结构等比较复杂,储层岩石往往表现出渗透率的应力敏感性^[3-4]。目前对岩石渗透率敏感性的评价主要基于变围压渗流实验,建立渗透率与有效应力的关系^[5-9]。根据试验结果,Dong 等^[10]、Zhao Jinzhou 等^[11]和 Jones^[12]分别提出用对数模型、二项式模型和乘幂模型表征裂缝性岩石、孔隙性致密砂岩和细粒砂岩,效果最好。尹尚先等^[13]对各类岩石的渗透率有效应力关系采用乘幂模型、指数模型和二项式模型时的参数选取进行了讨论。肖文联等^[14]讨论了应力敏感性参数的意义,并通过研究微观结构指出裂缝性岩石对应力的敏感性往往较强。

若储层的应力敏感性较强,在产能预测的过程中必须考虑储层应力敏感性的影响。如邓佳等^[15]将岩石的应力敏感性结果应用于页岩气储层的产能预测,胥洪俊等^[16]、刘峰等^[17]在低渗透率储层的产能预测中考虑了应力敏感性的效应,苟燕等^[18]提出采用定围压变流压方式测试应力敏感性,并据此分析了其对火山岩储层产能的影响。分析结果显示应力敏感性越强,产能在初期下降得越快。

然而上述文献中的分析和算例中均假定岩体具有均质性,储层地应力状况相同且不被扰动,油气流动为均匀径向流动,这些显然和实际情况有所偏离。如罗晓容等^[19]、王珂等^[20]分别指出,对深层裂缝型储层,储层非均质性将会更加明显,地应力的空间分布以及天然裂缝的存在对储层应力敏感性和产能的影响会更大。事实上,随着油气藏的开发,地应力和裂缝系统不仅影响储层生产,也会反过来受到生产活动的影响,例如随着生产进行,地层的有效应力会增大,某些裂缝会受到法向挤压趋于闭合^[21-22]。可见油气藏开发过程中三者的演化过程是相互耦合的,应当进行耦合分析。

2 研究方法

2.1 研究区域的特殊性及其具备资料情况

1 号井区储层深度约 7000m,地层压力系数约 1.75,地温梯度约 1.71℃/m,属于超深常温高压储

层。对比相近的 3 号区块,尽管 1 号井区埋深相差不多,岩石的杨氏模量和强度却明显降低,因此应力变化时的孔隙比、裂缝开度变化更大,在开发过程中更容易受到储层应力敏感性的影响,必须分析应力敏感性对生产开发的影响。

由于 1 号井区区域评价井少,地震资料品质不高,本文分析主要针对 1 号井区内一口关键井进行,分析应力敏感性对其初产和稳产的影响。所利用的资料主要有:

(1) 岩心和实验资料,包括岩心照片、常规物性实验、常规岩石力学参数实验、声发射地应力实验、应力敏感性实验等资料;

(2) 测井资料,包括常规测井、声波测井、成像测井等资料;

(3) 地质认识,包括构造形状、断层分布等;

(4) 工程信息和现场试验,包括钻井复杂情况、地破试验数据、*dc* 指数等;

(5) 邻井区资料和公开发表的文献资料。

2.2 地质工程一体化分析流程

为了能在产能分析中充分考虑地层非均质性、地应力在空间和时间上的变化以及天然裂缝的相互影响,本文提出采用地质工程一体化的思路,在对储层的渗流系统、裂缝系统、力学模型进行研究的基础上,开展渗流—裂缝—应力耦合数值模拟,以整合多学科研究成果,合理评估应力敏感性的影响,指导开发、改造方案。研究流程如图 2 所示。

图 2 中红色虚框线部分为渗流—裂缝—应力耦合分析。可以看出,为执行此耦合分析,需要分别建立三维油藏模型、三维岩石力学模型并在其中考虑裂缝的影响,以及建立岩石/裂缝的导流能力随应力变化的关系。

三维油藏模型方面:先通过测井解释、岩心实验以及生产拟合,确定关键井的初始孔隙度、渗透率、饱和度以及流体性质;再建立几何网格,并利用层间插值获得三维属性体,最后根据压裂设计,进行压裂模拟,并根据模拟结果,在模型中设置了导流能力较强的人工主缝。

三维岩石力学模型方面:通过对测井和特殊测井资料、岩心实验结果、现场试验以及钻井复杂性进行分析,建立关键井的一维岩石力学模型;然后采用层间插值建立三维力学属性体,根据成像测井和岩心分析,建立三维离散裂缝网络 (DFN),并用数值实

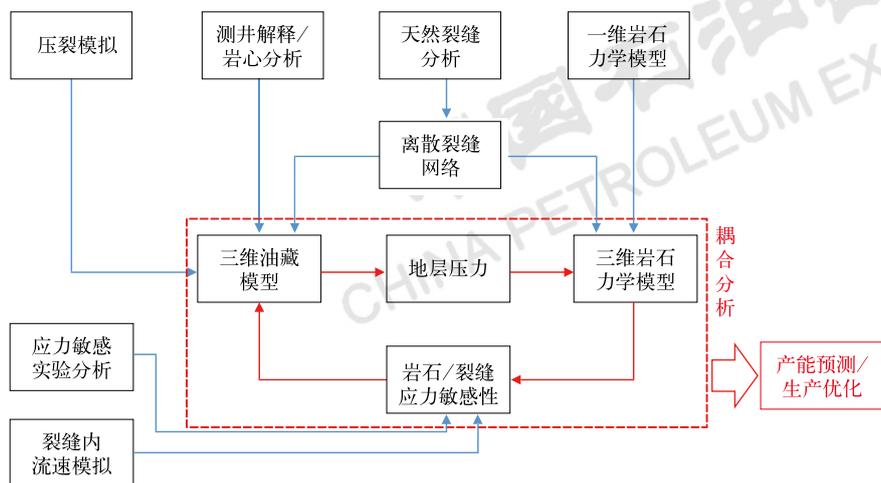


图2 裂缝型应力敏感储层的地质工程一体化分析流程图

验的方式估计 DFN 的刚度；最后用有限元法对带裂缝的三维力学模型进行应力初始化。

导流能力随应力变化的关系方面：进行应力敏感性实验，在此基础上合理外推，建立变化关系的指数模型，数值拟合得到模型参数。

在此基础上可以进行耦合分析，采用轮流进行渗流模拟和力学模拟，并在模拟之间同步更新参数的方式，具体而言分下面四步：

第一步，依照当前的渗透率，按照预定的开采方案，进行气藏模拟，模拟时间跨度为 T ，模拟结束后得到更新后的孔隙压力场。

第二步，把第一步结束时的渗流孔隙压力场，赋给三维岩石力学模型，然后进行有限元模拟，得到生产一段时间后，新的地应力状况和裂缝单元变形情况。

第三步，根据有效地应力的变化，利用岩石的应力敏感性模型更新各个单元的渗透率；根据裂缝单元变形情况，利用雷诺润滑方程更新裂缝的导流能力。

第四步，将油藏模型的渗透率进行相应的更新，然后返回第一步，进行下一个时间跨度 T 的渗流模拟。直到总的模拟时长达到要求。

根据耦合分析的结果，可进一步进行产能预测分析和生产优化等工作。

3 具体认识及成果

3.1 对岩心、岩石物理及天然裂缝的认识

利用现有的岩心和测井资料，对 1 号井区的储层物性和天然裂缝的情况进行了分析。

3.1.1 岩心物性分析

1 号井区储层物性的计算主要是通过该区测量的

常规曲线：自然伽马、密度、中子、声波以及电阻率曲线，利用 TechLog 的 ELAN 模块，选取合理的参数求取该区的储层参数。然后根据该区的岩心实验结果，对计算的孔隙度、渗透率结果进行校正，得到比较准确的孔渗参数。1 号井区储层物性基本上差别不大，与产量之间的相关性比较差，说明储层物性并不是影响产量的主要因素。

除储层物性以外，还通过应力敏感性实验定量研究了岩石的渗透率随有效应力的变化规律。根据实验结果来看（图 3），渗透率随着有效应力增加下降非常明显，有效应力达到 20MPa 时，导流能力还不到原来的一半。并且在有效应力撤销后，渗透率不能恢复到原来大小，即有永久损害产生。

为了在储层中应用应力敏感性实验的结果，需要建立统一的有效应力—渗透率关系模型。如前所述，渗透率随有效应力的变化规律有多种模型可以描述^[10-12]。本文采用指数模型。该模型的好处是在不同的应力环境下，渗透率的下降百分比只和有效应力的增量有关，因此容易将在低围压下实验的结果推广到高围压下的模拟中。

通过曲线拟合，采用下式描述渗透率的变化规律：

$$K=K_0 \exp(-0.045 \Delta \sigma_c') \quad (1)$$

式中 K_0 ——参考地应力下的渗透率，mD；

K ——地应力改变后的渗透率，mD；

$\Delta \sigma_c'$ ——有效地应力的增量，MPa。

公式 (1) 指出，有效地应力每增加 1MPa，渗透率相对于当前值约下降 4.5%。从图 3 中可以看出，利用公式 (1) 预测的曲线（绿线）和实验结果大体上吻合良好，基本上能描述渗透率的变化规律。

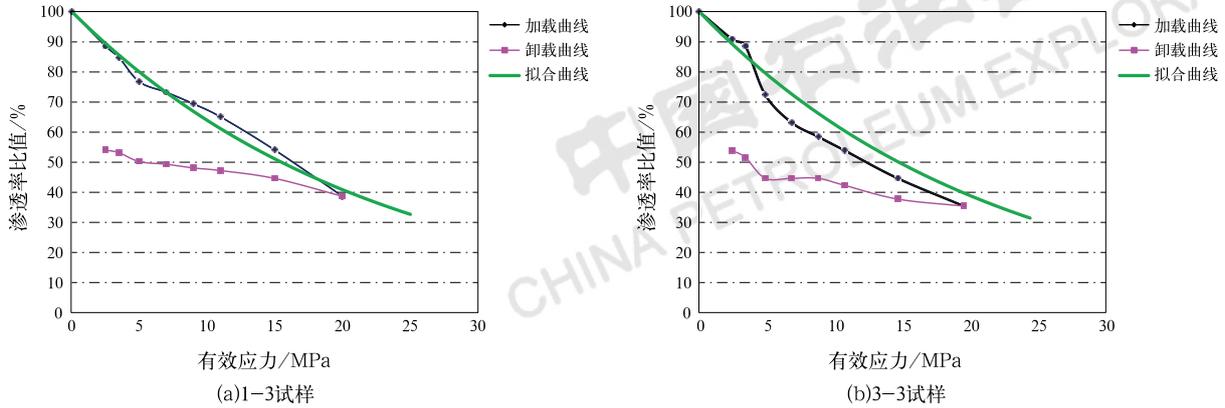


图 3 1 号井区 C 井应力敏感性实验部分试样结果

3.1.2 天然裂缝分析

库车地区 1 号井区巴什基奇克组属于裂缝型致密砂岩，因此裂缝的评价至关重要。钻井液漏失从一定程度上反映了远井眼裂缝的发育情况，结合钻井液的密度以及漏失量等，可以半定量地反映裂缝的有效性。

通过统计 2 号井区和 1 号井区的井漏情况，可以看到无阻流量与漏失量之间存在较好的正相关性（图 4）。说明在这种裂缝性致密砂岩储层，裂缝是产能的主控因素，裂缝的发育受到应力状态的影响较大，因此要对裂缝的受力状态进行深入的研究。

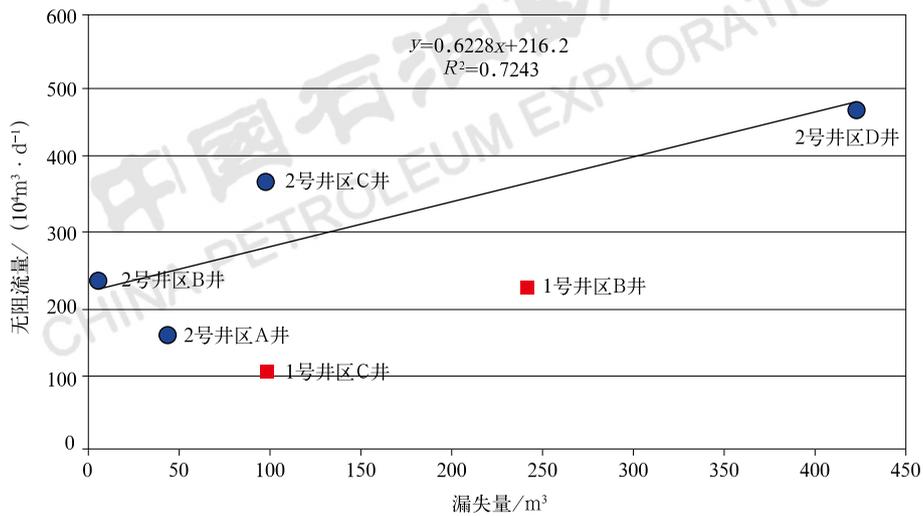


图 4 钻井液漏失量与无阻流量关系图

图 5 为利用成像测井解释的天然裂缝走向与诱导缝走向的玫瑰图，诱导缝走向代表了最大水平主应力的方向。库车地区 1 号井区 B 井和 C 井是已经投入生产的井，其中 B 井产量大于 C 井产量。通过研究应力与裂缝之间的夹角可以看出，B 井的应力与裂缝夹角相对较小，基本上小于 30°，而 C 井的应力与裂缝夹角较大，大多大于 30°。D 井还没有投入生产，从应力与裂缝夹角来看，普遍小于 30°，因此推测 D 井的产量可能会高于 C 井。从这里可以看出裂缝的力学状态对于生产具有较大的影响，力学的研究对于裂缝的研究具有至关重要的作用。

3.2 一维岩石力学分析

利用偶极声波资料对 1 号井区建立了一维岩石力学模型，并利用实验结果、停泵压力以及成像测井进行了标定，得出 1 号井区泊松比在 0.2 左右，杨氏模量在 25~35GPa 之间，垂向应力为中间主应力，具走滑特征。垂向应力约 155MPa；最大水平主应力在 150~185MPa 之间，平均为 165MPa；最小水平主应力在 136~156MPa 之间，平均为 146MPa。图 6 为 B 井一维岩石力学建模结果。此外，根据对射孔附近岩体的稳定性分析和统计分析，得出 1 号井区的出砂临界压差约为 20MPa。

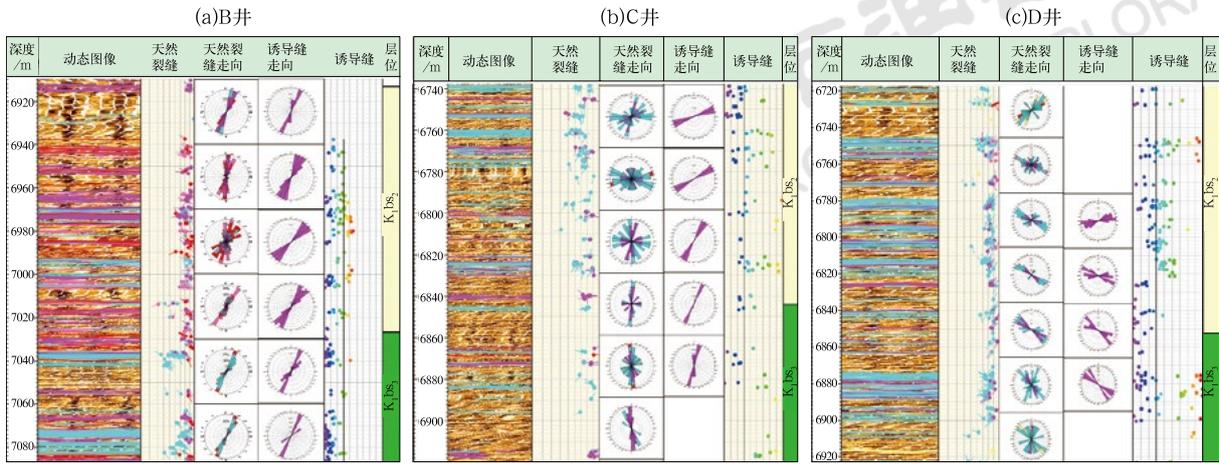


图5 1号井区天然裂缝走向与最大水平主应力方向关系图

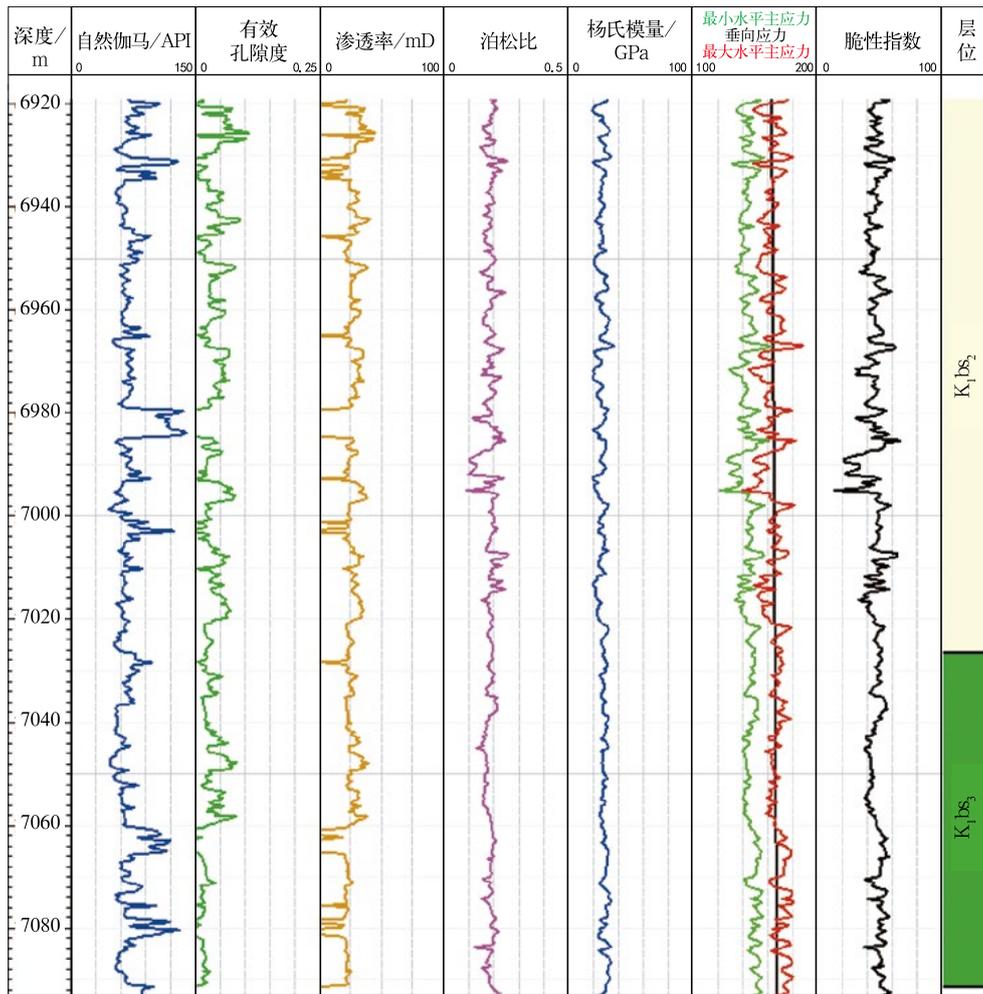


图6 1号井区B井一维岩石力学建模结果

3.3 三维岩石力学模拟

为了更好地描述地应力在三维上的变化规律，尤其是弄清天然裂缝对地应力的影响，进行了全三维的岩石力学模拟。

根据1号井区掌握的资料情况，采用的三维岩石

力学建模流程如下：

- (1) 建立储层几何模型，划分结构化网格；
- (2) 建立围岩的几何模型并划分网格；
- (3) 建立整体模型各单元的力学属性；
- (4) 建立天然裂缝的离散裂缝网络（DFN）及其力学属性；

(5) 更改整体模型水平方向的边界条件（地应力梯度条件），进行有限元求解；

(6) 对比三维岩石力学模型求解结果和一维模型、测井资料、工程信息等，如果吻合程度较好即接受当前模型，否则回到第(5)步。

3.3.1 三维模型网格和力学属性

先以 1 号井区 B 井为中心建立结构化网格，储层面积为 $2000\text{m} \times 2000\text{m}$ ，储层岩体高度约 200m。水平方向上网格尺寸为 $10\text{m} \times 10\text{m}$ ；考虑储层物性的变化，纵向上将储层分成 27 层；总网格数约一百万（图 7）。

为了模拟上覆、下伏地层及围岩对储层岩体的支撑和挤压的作用，再将储层三维模型埋入了更大的地层模型中，即将储层向上延伸到地表，向下延伸至 20000m 处，同时将储层水平方向延伸至 $20000\text{m} \times 20000\text{m}$ 大小。

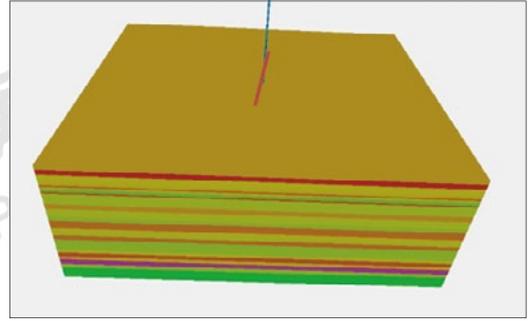


图 7 1 号井区 B 井储层模型

储层和水平延伸区域的三维岩石力学属性如杨氏模量、泊松比等采用将一维岩石力学模型结果逐层外插的方式获得。上下延伸区域的属性采用趋势线外插，同时附加截断的方式获得。在井轨迹处，三维岩石力学属性和一维属性的对比如图 8 所示，其中红色实线为三维岩石力学模型，蓝色虚线为一维岩石力学模型。

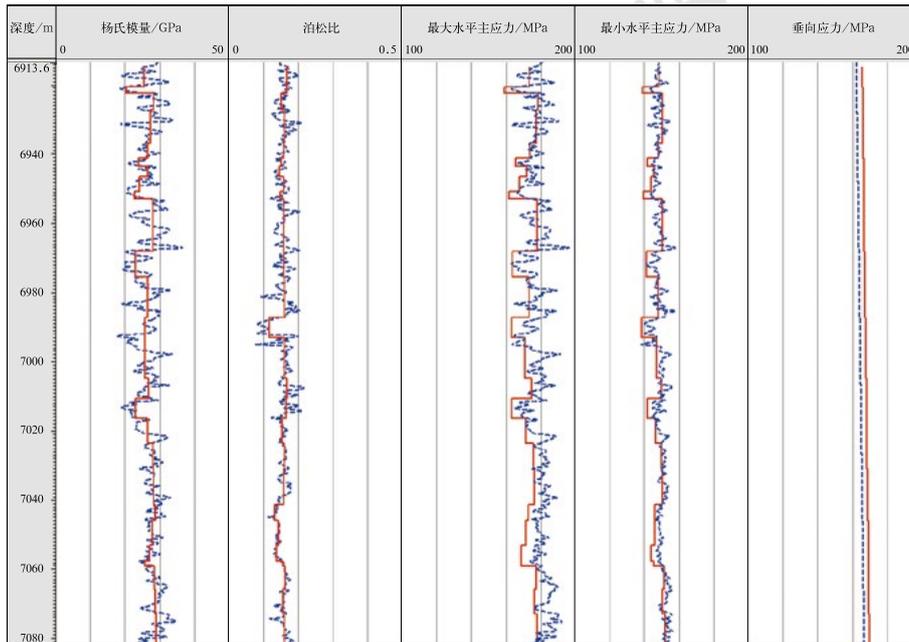


图 8 1 号井区 B 井井轨迹处三维岩石力学模型与一维岩石力学模型对比

3.3.2 离散裂缝网络的建立

1 号井区为裂缝型储层，裂缝的影响不可忽略。为保证模拟的效率，可用尺度较大、数量较少的离散裂缝网络（DFN）来表征真实存在的尺度较小的、数量巨大的天然裂缝网络。根据前文的裂缝分析统计参数，按照指数分布模型随机生产了离散裂缝网络，当离散裂缝网络的单位体积面裂缝密度与测井面裂缝密度吻合时，即认为离散裂缝网络和天然裂缝网络等效。随机生成结果共产生 312 条裂缝，裂缝长度为 $150 \sim 1000\text{m}$ ，如图 9 所示。

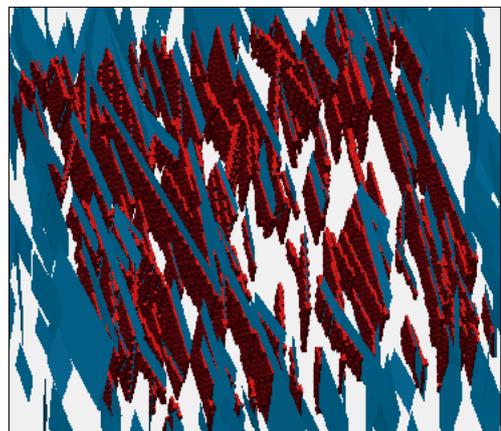


图 9 B 井附近离散裂缝网络（蓝色）与裂缝单元（红色）

在有裂缝存在的地区,由于裂缝可以在受力的时候开启、关闭或滑移,相当于增大了岩体的变形量,或者说减小了岩体刚度,因此会对地应力的分布产生影响。为了模拟这一事实,将离散裂缝网络经过的单元标出,并在计算它们的变形时考虑由于裂缝张开或闭合带来的额外变形量。通常定义使裂缝两侧产生单位相对位移所需要的应力为裂缝刚度。可以看出,要正确计算裂缝单元的变形和裂缝的开启度,必须合理评估裂缝刚度值。

如有条件,可采用真三轴大岩样测试裂缝刚度。本文由于并没有其他实验数据支撑,采用数值模拟产量随压差的变化关系的方式对裂缝刚度进行估计。假定天然裂缝是一对平行面,那么缝内流速和压力的关系可以用雷诺润滑方程描述,该方程给出裂缝内流体流速与开度是正相关的。而在生产过程中,裂缝的开度是变化的,与裂缝平面内的有效正应力和裂缝法向刚度有关,显然,裂缝法向刚度小,生产过程中就更容易闭合,导流能力的改变会更加明显。因此对给定的法向刚度进行三维流固耦合模拟,可以算得产量与

生产压差之间的关系。对比该关系和真实测得的生产曲线,可以知道当前的法向刚度是否合理。由于邻区4号区块各井在各生产压差下产量数据较全,本文主要对比4号区块1号井的生产曲线。

具体做法如下:首先建立方形岩体作为储层,并在储层中间建立一道平行于最大水平主应力方向的裂缝,作为生产时的主缝(图10),设裂缝初始开度为0.1mm(约为天然裂缝主力带的上限)。在岩体的各个面上按照1号井区储层平均地应力值施加载荷(参见一维岩石力学模型),然后进行地应力初始化,在地应力初始化阶段,假定主缝的开度并不变化。随后在模型的中心处设置压力边界条件,以模拟降压生产过程,计算流场和裂缝的变形情况。根据地层压力的变化,更新地应力状态,并根据受力情况更新裂缝的开启程度,然后利用雷诺润滑方程控制裂缝中的流量,最后反过来又根据流量更新地层压力的变化。在不同压差和不同裂缝刚度下进行上述模拟,并取相同模拟时长下中心点旁5m的关键点处的流量作为衡量产量的指标。

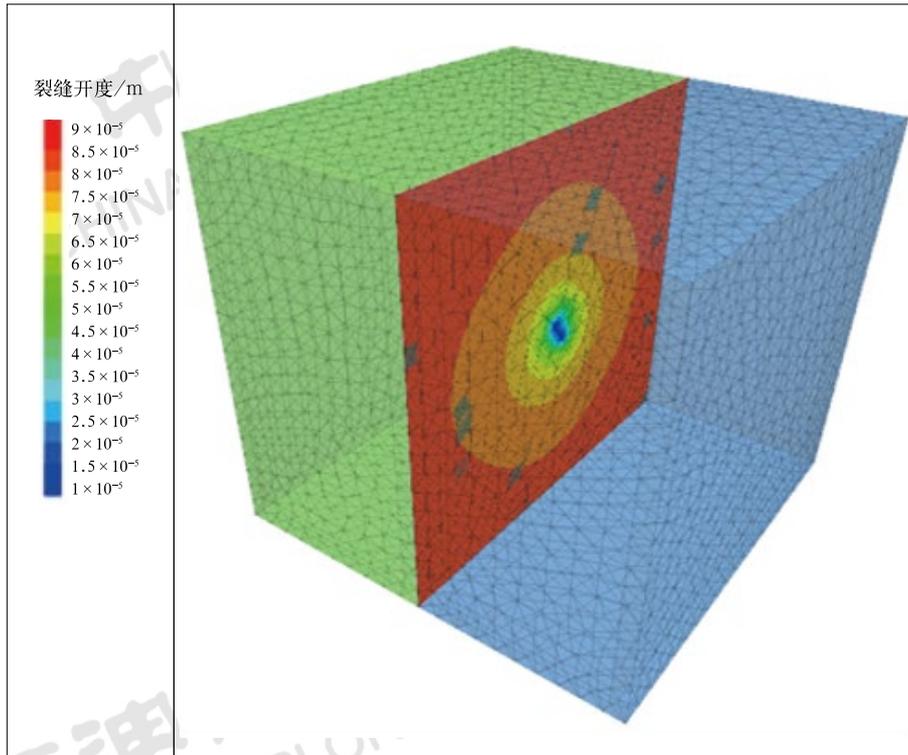


图10 单条主缝在20MPa压差下的开度分布(刚度为100GPa/m)

由图11可以看出,当裂缝刚度逐渐增大时,产量随生产压差的正相关性越来越好。这说明裂缝刚度越大,裂缝越不容易闭合,其导流能力越不会随着生产压差扩大而减弱,产量和生产压差之间的正比关系越明显。当裂缝的刚度较小时,如法向刚度取

10GPa/m时,产量和压差的关系是复杂的,表现为生产压差升高时,产量先增加后减小。对比图11和图1可以看出,取裂缝刚度为10GPa/m时能够反映出生产压差和流量之间先正相关后负相关的复杂关系,且生产流量的量级较为合理,因此可认为取该刚

度是合理的。取此刚度值后，相当于是在法向上折减裂缝单元的刚度到 80%。王珂等指出^[20]，1 号井区断层单元刚度可折减到 60% 左右，而裂缝单元应当比断层单元更硬，这从侧面证明了本文裂缝刚度取值是合理的。

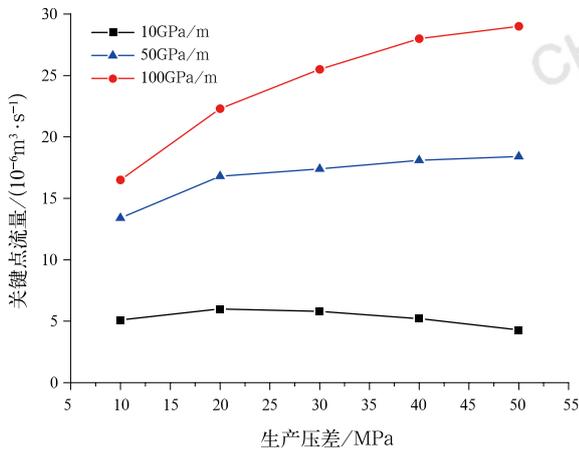


图 11 不同裂缝刚度的关键点流量随生产压差的变化趋势

3.3.3 三维地应力模拟结果

处理完裂缝后，假定模型在边界上受到了重力、孔隙压力以及水平应力载荷的作用，然后进行有限元求解，并在井轨迹处抽取三维地应力结果，与一维岩石力学模型的地应力结果进行对比。如果两者吻合较好，说明施加水平应力边界条件合乎实际，接受三维地应力初始化结果；否则更改边界条件重新计算直至两者基本吻合。

本文中地应力初始化结果在井轨迹上的应力如图 8 所示，可以看到其和一维岩石力学模型的结果吻合良好，初始化应力分布是可信的。最小水平主应力在水平方向上的分布如图 12 所示，可见受到裂缝（图中灰色）的影响，水平主应力在水平方向上的分布不是均匀的，在裂缝较为发育的区域，水平主应力较低。由于主应力方向本身和裂缝带的走向重合较好，未观察到明显的主应力方向被扰动的现象。

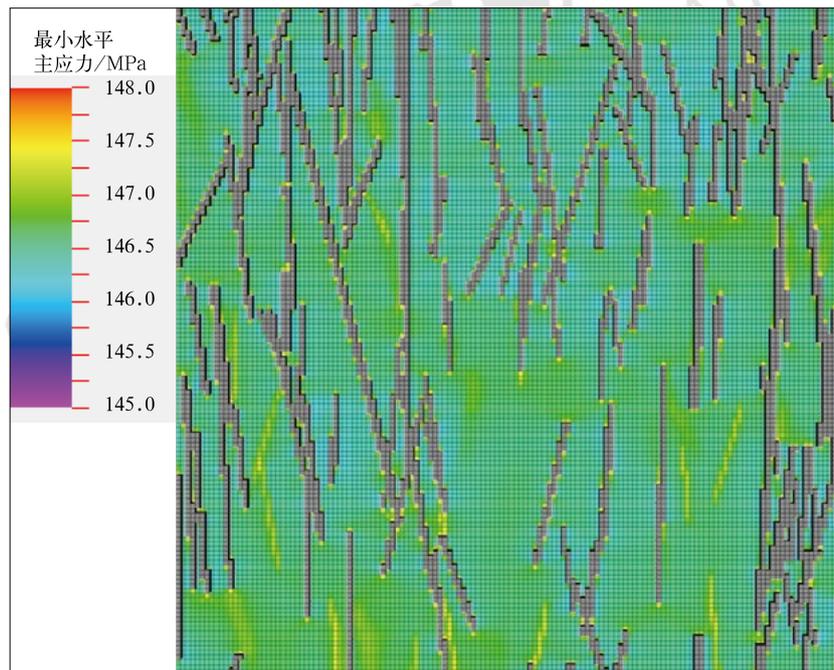


图 12 1 号井区 B 井巴二段储层最小水平主应力在水平方向上的分布

3.4 气藏流体特征和气藏模型的建立

根据地面流体取样分析，1 号井区 B 井主要的流体组分为甲烷和乙烷，占比分别为 86.11% 和 6.78%，癸烷以上组分仅占 0.196%，不含 H₂S（图 13a）。原始地层压力为 126.1 MPa，原始地层温度为 134.9℃，在地层温度对应的露点压力为 45.6 MPa（图 13b），地露压差较大（80.5 MPa），属于未饱和和凝析气藏。

从流体等容衰竭实验（图 14）可见，随压力下降，反凝析液体积逐渐增大，至 14 MPa 时体积增大至最大为 1.42%，说明凝析油含量较小；在压力下降过程中，C₁—C₄ 烃组分变化较小，而庚烷、己烷、辛烷及 C₁₁₊ 组分迅速下降，说明该组分沉积在地层中不能开采出来。鉴于地露压差较大，且凝析油含量较小，在油藏模拟分析过程中可以不用考虑气油两相流动的情形，而采用简化的黑油模型。模拟时采用的等效流体性质见图 15。

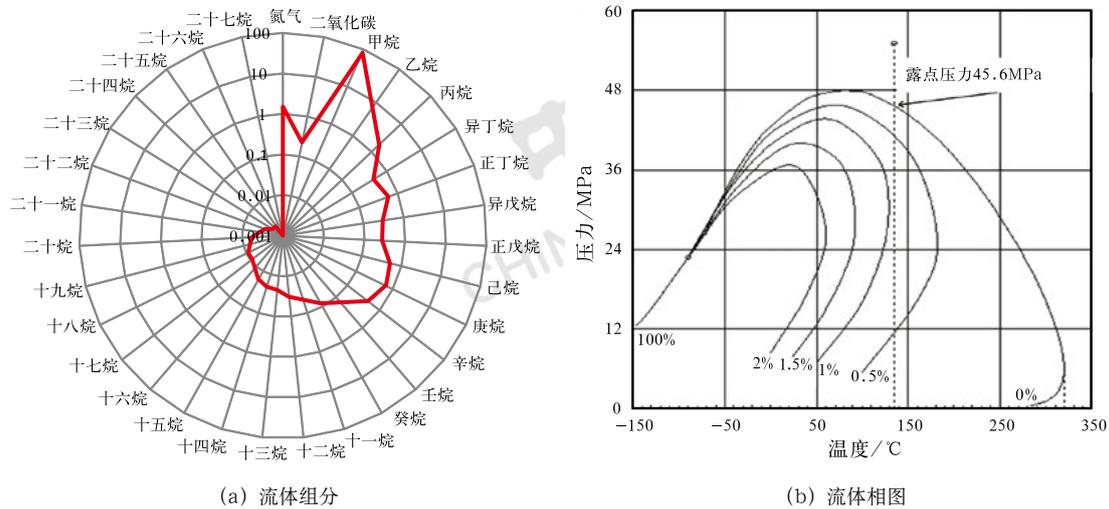


图 13 1号井区B井流体特征

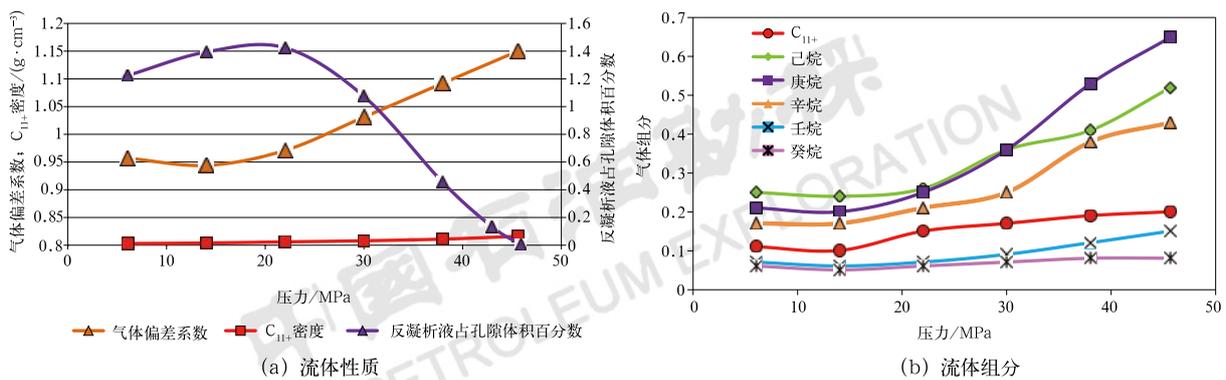


图 14 1号井区B井等容衰竭实验流体组分变化

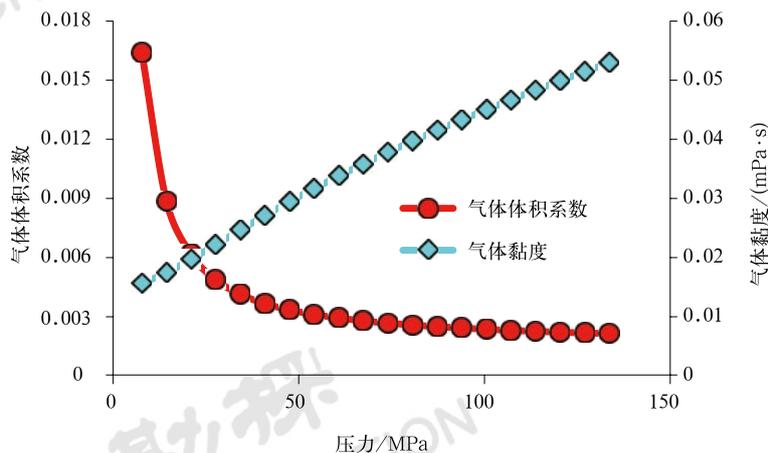


图 15 1号井区B井等效流体模型

为了和岩石力学进行耦合模拟，三维气藏模型的网格与岩石力学模型中储层部分的网格完全相同。考虑到后期将进行压裂，人工主缝的导流能力将明显提高，因此将压裂主缝覆盖的单元的渗透率进行提升（图7中红色区域）。压裂主缝的形态和导流能力参数来源于压裂设计方案和压裂优化软件的模拟结果，具体参数见表1。

天然裂缝的存在对储层的导流能力有着非常重要的影响，但是由于在采用生产数据标定储层渗透率时，已经不可避免地考虑了天然裂缝的作用，故在计算初始导流能力时，不再重复计算。但是天然裂缝的存在对地应力的影响以及生产开发后期天然裂缝开闭时对导流能力的影响是不能忽略的。

表 1 1 号井区 B 井水力压裂最优方案参数

级数	液量优化 /m ³	裂缝顶界 /m	裂缝底界 /m	缝长 /m	缝高 /m	动态缝宽 /mm	无量纲导流能力
第一级	530	6746	6795	172	49	3.7	3.3
第二级	320	6812	6887	161	75	3.1	2.5

3.5 耦合模拟

为了正确评估应力敏感性对产量的影响，进行了渗流—裂缝—应力耦合模拟。为了使实现过程更加简单，并且充分利用现有的成熟的渗流分析和岩石力学分析软件，本文采用交替进行力学求解和渗流求解，并同步参数的方式进行耦合分析（流程见图 2）。按照此思路分别研究了 1 号井区应力敏感性对初产和稳产的影响。

3.5.1 应力敏感性对初产的影响分析

情形一：研究应力敏感性对初产的影响时，假定

井底流压为固定值，考虑到出砂的临界压差，这里取初始生产压差为 10MPa。取总的模拟时长为一年，考虑到模拟效率的问题，每次循环的时间跨度取为 20 天。

耦合模拟显示储层的渗透率变化如图 16 所示。可以看出随着生产开发的进行，储层整体的渗透率是降低的，井附近渗透率降低较多，降幅约 8%，而远处则降低较少。同时可以看出，虽然裂缝单元的渗透率也有所下降，但是总体而言仍比附近基质的导流能力强。这一方面是因为裂缝的导流能力比基质要强一些，另一方面也是因为在裂缝带发育的位置，有效应力较低、压实稍差。

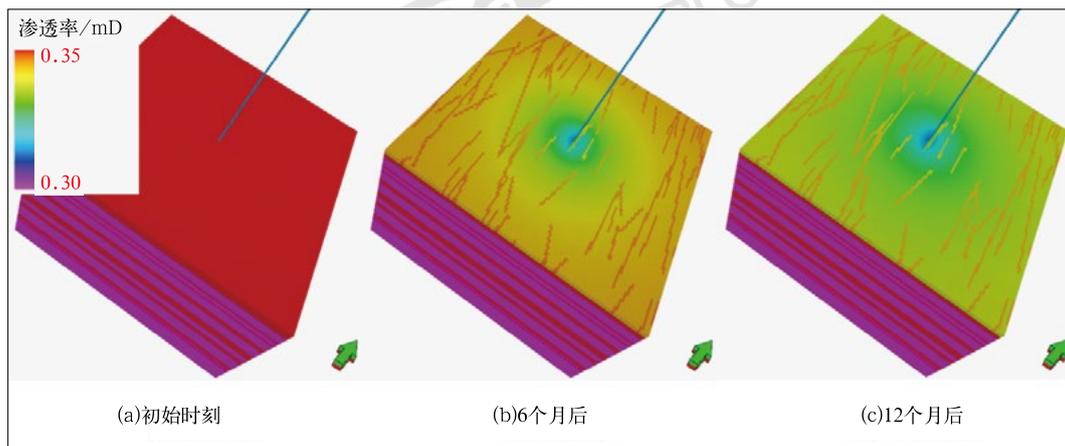


图 16 1 号井区 B 井储层渗透率随时间的变化

裂缝单元的法向正应变可以表征裂缝的闭合程度。抽取裂缝单元的法向应变得到图 17。可以看出，在离井筒较远的地区，随着生产时间的增加，压缩正应变在逐渐增大，表明受生产影响，裂缝闭合的区域在增加；而在井筒附近，裂缝法向应变较大，但是在生产初期应变即快速达到一个较大的值，后期的变化较为平缓。

日产量模拟结果如图 18 所示，其中红色虚线为不考虑应力敏感性时的模拟结果（仅渗流模拟），黑色实线为考虑应力敏感性时的模拟结果（渗流—裂缝—应力耦合模拟）。可以看出在第一次同步后（即 20 天后），由于更新了渗透率，考虑了应力敏感性

的日产量出现了明显的下降，这也显示了 1 号井区产量确实受到应力敏感性的影响。相比不考虑应力敏感性的结果，差距约 3%，低于近井筒渗透率的改变量 8%，其中的差距可能是由于人工裂缝和天然裂缝的影响。而随着时间的增长，不同计算方法的产量差异有所减小，相对差别逐渐缩小到 2%。这可能是因为本例中考虑应力敏感性后，产量较低，于是地层剩余液体的孔隙压力较大（图 19），从而一定程度上弥补了产能的下降。但是从累计生产曲线（图 18）来看，考虑和不考虑应力敏感性后的累计产量预测结果的差距在不断加大，长时间开采后两者的差距将会非常明显。

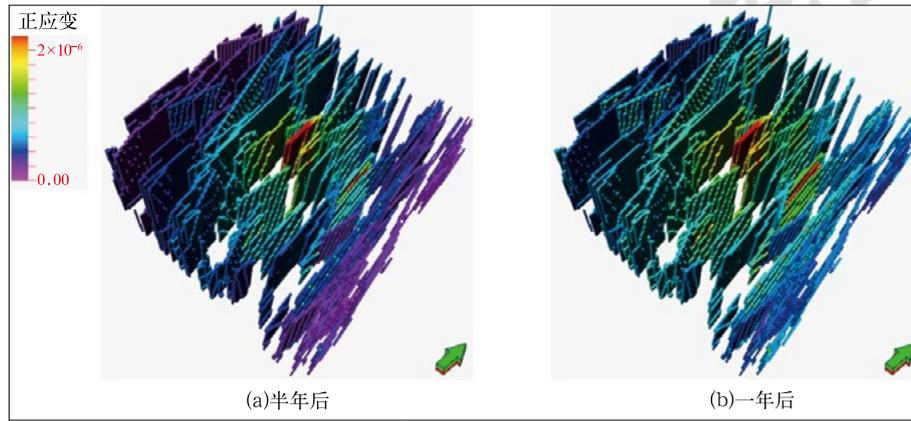


图 17 裂缝单元正应变随时间的变化

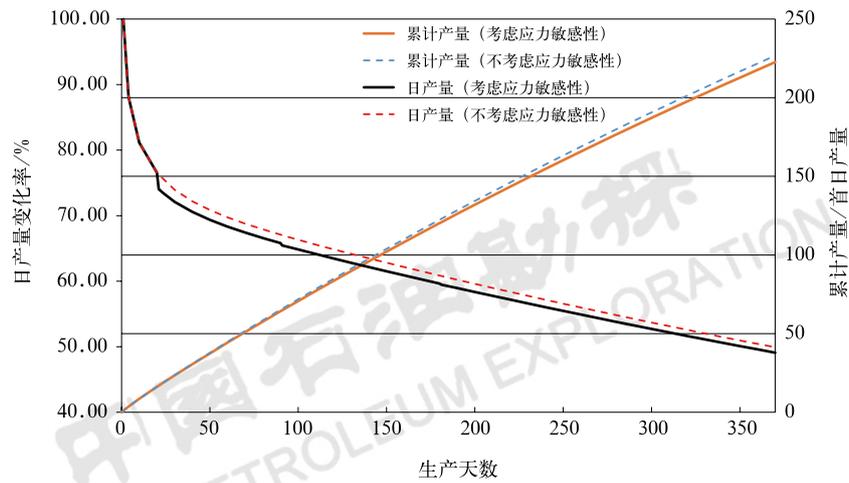


图 18 1号井区B井一年内产能随时间的变化

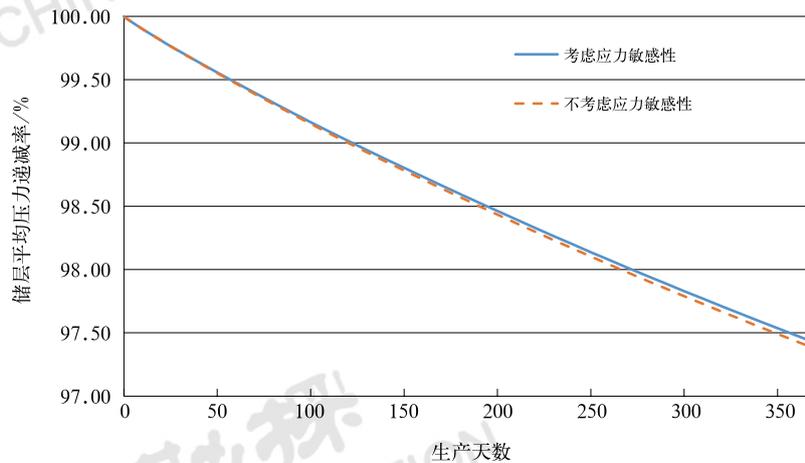


图 19 1号井区B井一年内储层平均压力随时间的变化

3.5.2 应力敏感性对稳产的研究

为了模拟实际中油气井长时间开采的情况,进行了稳产研究。模拟时暂不考虑出砂以及井筒结蜡造成的影响。

情形二:假定长时间开发方案为定产量开采。考虑出砂临界,设定生产压差控制条件为最大

20MPa,且凝析气仅考虑在井底流压高于露点压力(在地层条件下仅以单相气体存在)情况下,取总模拟时间为30年,分别模拟考虑和不考虑应力敏感性对稳产的影响。

由于考虑应力敏感性时,地层导流能力较差,稳产需要的压力梯度也较大,因此随着地层压力的降低,

其生产压差将更早达到控制生产压差。事实上，稳产模拟的采出程度预测结果见图 20。可以看出，考虑应力敏感性后，稳产时间相比不考虑应力敏感性时缩短了 40%，稳产阶段采出程度也降低了 40%。由此可见，应力敏感性对稳产年限和采出程度的影响也是非常巨大的，应当在油田开发时予以考虑，从而对气田的开发做出客观、合理的评价。

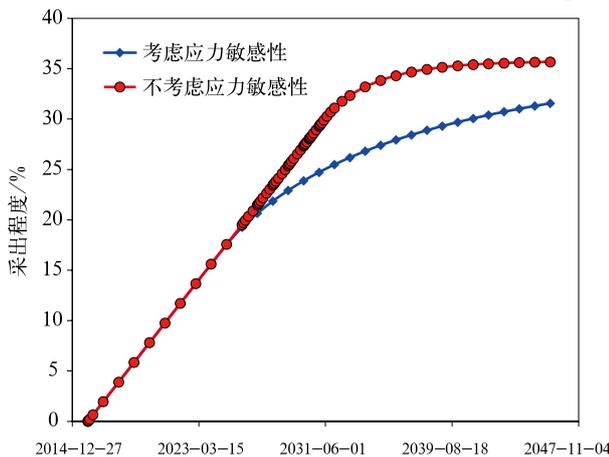


图 20 采出程度预测结果

4 结论

致密储层油气储量丰富，近年来逐渐成为世界范围内的油气开发新热点。此类储层通常埋藏较深，孔隙度、渗透率低，开发难度较大。天然裂缝的存在能够有效增加储层的导流能力。但是，不论是岩体还是裂缝，其导流能力往往都与其受力状态有关，因此一旦生产，地层压力和地应力发生改变，导流能力也会发生相应的变化，使得产能和孔隙流体压力的关系呈现出一种复杂性，影响产能预测的准确度，甚至误导油田开发策略。

不少研究人员对导流能力的应力敏感性进行了研究，并将结果应用到了产能预测中，一定程度上能提高预测准确度和解释复杂生产现象。通常的做法是进行试验，找到岩石渗透率和应力之间的关系；然后基于一定的假设，建立地层孔隙压力和地应力之间的关系；至此渗透率和应力的关系可改写为渗透率和孔隙压力的关系，这样做的好处是只要进行渗流方程进行求解即可，复杂的耦合问题被简化为单一的渗流模拟问题。

但是，考虑到地层的应力会受到裂缝以及地层非均质性的影响，很难通过理论推导的方式预先建立孔隙压力和地应力之间的关系，因此用单一的渗流模拟的方法来处理储层的应力敏感性问题虽然可以用作参考，但仍是不够全面的。

要更好地模拟应力敏感性问题，需要综合考虑油气藏因素、地质力学因素、裂缝因素、改造因素、生产方案因素等，这正是地质工程一体化的理念。因此本文在地质工程一体化理念的指导下，提出对裂缝型致密油气井进行多学科分析，并用渗流—裂缝—应力耦合数值模拟将多学科成果进行整合，综合考虑了油气藏系统、力学系统、天然裂缝系统和人工造缝系统之间的相互影响，以合理评估应力敏感性对产能的综合影响，并以 1 号井区为例进行了研究。本文首先对 1 号井区内关键井 B 井的测井、岩心、裂缝、压裂设计等资料进行了分析，并建立了天然裂缝的离散裂缝网络；然后在此基础上分别建立了三维岩石力学模型以及三维油气藏模型；再将油气藏系统和力学系统进行耦合分析，即油气藏系统通过改变孔隙压力影响力学系统，而力学系统通过岩体和裂缝导流能力的应力敏感性又反过来影响油气藏系统。通过交替进行模拟，然后同步参数的手段，既可以实现渗流和应力的耦合分析，又能充分利用现有的软件和代码。

利用此思路研究了 B 井的初产情况和稳产情况，并与不考虑应力敏感性的预测结果进行了对比。模拟结果显示，若采用定压生产方式，应力敏感性在初期对初产的影响非常明显，在考虑应力敏感性后产能明显低于不考虑时的情形，而在一定时间范围内，两者预测产能的差距有逐渐缩小的趋势，这是由于地层压力重新分布的原因，但是从累计产量来看，预测差距是不断加大的。研究发现井周围储层渗透率在较短时间内就会明显受到开发的影响，而且随着时间的增长，远井处储层渗透率逐渐下降。稳产方面，油气井的稳产时间和总采出量也明显受到了应力敏感性的影响，两个指标相比没有应力敏感性效应时均降低了 40%。可以看出，如果没有正确估计应力敏感性对油气井产能的影响，可能会误导油气田开发方案的制订。因此非常有必要对该类型储层进行应力敏感性耦合分析。

致谢：塔里木油田公司地质工程一体化团队的领导和专家在地质认识、实验设计、资料整理等方面为本文的研究提供了重要帮助，在此一并表示感谢！

参考文献

- 王招明, 谢会文, 李勇, 等. 库车前陆冲断带深层盐下大气田的勘探和发现 [J]. 中国石油勘探, 2013, 18(3): 1-11.
Wang Zhaoming, Xie Huiwen, Li Yong, et al. Exploration and discovery of large and deep subsalt gas fields in Kuqa foreland thrust belt [J]. China Petroleum Exploration, 2013, 18(3): 1-11.
- 王招明, 李勇, 谢会文, 等. 库车前陆盆地超深层大气田形成的地

- 质认识[J]. 中国石油勘探, 2016,21(1):37-43.
- Wang Zhaoming, Li Yong, Xie Huiwen, *et al.* Geological understanding on the formation of large-scale ultra-deep oil-gas field in Kuqa foreland basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016,21(1):37-43.
- [3] 于忠良, 熊伟, 高树生, 等. 致密储层应力敏感性及其对油田开发的影响[J]. 石油学报, 2007,28(4):95-98.
- Yu Zhongliang, Xiong Wei, Gao Shusheng, *et al.* Stress sensitivity of tight reservoir and its influence on oilfield development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007,28(4):95-98.
- [4] 刘建军, 刘先贵, 胡雅祯, 等. 低渗透储层流-固耦合渗流规律的研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2002,21(1):88-92.
- Liu Jianjun, Liu Xiangui, Hu Yareng, *et al.* Study of fluid-solid coupling flow in low permeability oil reservoir[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2002,21(1):88-92.
- [5] 肖文联, 李滔, 李闽, 等. 致密储层应力敏感性评价[J]. 石油勘探与开发, 2016,43(1):107-114.
- Xiao Wenlian, Li Tao, Li Min, *et al.* Evaluation of the stress sensitivity in tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development. 2016,43(1):107-114.
- [6] Jones F O, Owens W W. A laboratory study of low-permeability gas sands[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980,32(9):1631-1640.
- [7] David C, Wong T F, Zhu W L, *et al.* Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust[J]. Pure and Applied Geophysics, 1994, 143:425-456.
- [8] Sigal R F. The pressure dependence of permeability[J]. Petrophysics, 2002,43(2):92-102.
- [9] 李传亮. 储层岩石的应力敏感性评价方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2006,25(1):40-42.
- Li Chuanliang. Evaluation method for stress sensitivity of reservoir rock[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006,25(1):40-42.
- [10] Dong J J, Hsu J Y, Wu W J, *et al.* Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP hole-A [J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2010,47(7):1141-1157.
- [11] Zhao Jinzhou, Xiao Wenlian, Li Min, *et al.* The effective pressure law for permeability of clay-rich sandstones[J]. Petroleum Science, 2011,8(2):194-199.
- [12] Jones F O. A laboratory study of effects of confining pressure on fracture flow and storage capacity in carbonate rocks[J]. Journal of Petroleum Technology, 1975,27(1):21-27.
- [13] 尹尚先, 王尚旭. 不同尺度下岩层渗透性与地应力的关系及机理[J]. 中国科学:D辑:地球科学, 2006,36(5):472-480.
- Yin Shangxian, Wang Shangxu. The relationship and mechanism between permeability and formation stress under different scale[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2006,49(7):714-723.
- [14] 肖文联, 李闽, 赵金洲, 等. 低渗透致密砂岩渗透率应力敏感性试验研究[J]. 岩土力学, 2010,31(3):775-779.
- Xiao Wenlian, Li Min, Zhao Jinzhou, *et al.* Laboratory study of stress sensitivity to permeability in tight sandstone[J]. Rock and Soil Mechanics, 2010,31(3):775-779.
- [15] 邓佳, 朱维耀, 刘锦霞, 等. 考虑应力敏感性的页岩气产能预测模型[J]. 天然气地球科学, 2013,24(3):456-460.
- Deng Jia, Zhu Weiyao, Liu Jinxia, *et al.* Productivity prediction model of shale gas considering stress sensitivity[J]. Natural Gas Geoscience, 2013,24(3):456-460.
- [16] 胥洪俊, 范明国, 康征, 等. 考虑渗透率应力敏感的低渗气藏产能预测公式[J]. 天然气地球科学, 2008,19(1):145-147.
- Xu Hongjun, Fan Mingguo, Kang Zheng, *et al.* A productivity prediction equation considering rock permeability stress-sensitivity in low-permeability gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2008,19(1):145-147.
- [17] 刘峰, 王裕亮, 陈小凡, 等. 考虑应力敏感性的低渗透油藏油井产能分析[J]. 石油与天然气地质, 2013,34(1):125-128.
- Liu Feng, Wang Yuliang, Chen Xiaofan, *et al.* Analysis on oil well productivity of low-permeability reservoirs with stress-sensitivity being taken into considerations[J]. Oil & Gas Geology, 2013,34(1):125-128.
- [18] 荀燕, 孙军昌, 杨正明, 等. 复杂岩性储层渗透率-应力敏感性及其对气井产能的影响[J]. 岩土力学, 2014,35(9):2535-2542.
- Gou Yan, Sun Junchang, Yang Zhengming, *et al.* Permeability-stress sensitivity of complex lithology reservoir and its effect on gas well productivity[J]. Rock and Soil Mechanics, 2014,35(9):2535-2542.
- [19] 罗晓容, 张立宽, 雷裕红, 等. 储层结构非均质性及其在深层油气成藏中的意义[J]. 中国石油勘探, 2016,21(1):28-36.
- Luo Xiaorong, Zhang Likuan, Lei Yuhong, *et al.* Structural heterogeneity of reservoirs and its implication on hydrocarbon accumulation in deep zones[J]. China Petroleum Exploration, 2016,21(1):28-36.
- [20] 王珂, 戴俊生, 张法国, 等. 裂缝性储层应力敏感性数值模拟——以库车坳陷克深气田为例[J]. 石油学报, 2014,35(1):123-133.
- Wang Ke, Dai Junsheng, Zhang Faguo, *et al.* Numerical simulation of fractured reservoir stress sensitivity: a case from Kuqa depression Keshen gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1):123-133.
- [21] 宋岩, 赵孟军, 方世虎, 等. 中国中西部前陆盆地油气分布控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2012,39(3):265-274.
- Song Yan, Zhao Mengjun, Fang Shihu, *et al.* Dominant factors of hydrocarbon distribution in the foreland basins, central and western China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(3):265-274.
- [22] 张惠良, 张荣虎, 杨海军, 等. 构造裂缝发育型砂岩储层定量评价方法及应用——以库车前陆盆地白垩系为例[J]. 岩石学报, 2012,28(3):827-835.
- Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, Yang Haijun, *et al.* Quantitative evaluation methods and applications of tectonic fracture developed sand reservoir: a Cretaceous example from Kuqa foreland basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2012,28(3):827-835.