

引用格式:孙强,张翼飞,于春磊,等.低渗透砂岩储层压驱裂缝起裂及扩展特征实验研究[J].油气地质与采收率,2024,31(6):160-167.

SUN Qiang, ZHANG Yifei, YU Chunlei, et al. Experimental study on fracture initiation and propagation characteristics caused by pressure drive in low-permeability sandstone reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 160-167.

低渗透砂岩储层压驱裂缝起裂及扩展特征实验研究

孙强^{1,2},张翼飞^{1,2},于春磊^{1,2},孙志刚^{1,2},曹虎³,杨丽红⁴

(1.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015; 2.山东省非常规油气勘探开发重点实验室(筹),山东东营257015; 3.中国石油大学(北京),北京102299; 4.中国石化华北油田分公司第一采油厂,河北任丘062550)

摘要:针对水驱低渗透油藏地层能量补充困难、“注不进、采不出”的问题,胜利油田结合提液稳产技术需求,形成了针对低渗透油藏的压驱注水技术。压驱通过高压注水有效提高了水驱注水总量,矿场试验表明压驱过程中储层形成了一定规模的裂缝,但压驱破裂压力及裂缝扩展规律尚不明确。为了优化矿场施工参数,采用天然砂岩和真三轴水力压裂平台开展5组压驱与压裂物理模拟实验,研究注入排量对压驱破裂压力和裂缝形态的影响,分析注入方式对裂缝形态的影响,并利用多孔弹性理论分析其成因。结果表明:压驱过程同时存在明显的起裂压力和破裂压力,裂缝发育呈现弹性变形、微破裂和失稳破裂3个阶段。随着注入排量升高,起裂压力基本不变,破裂压力逐渐降低。H-F模型可用于预测起裂压力,H-W模型可用于预测破裂压力的上限。压驱裂缝扩展方向受岩石非均质性的影响较大,非均质性通过影响井眼附近的孔隙压力场,进而改变应力场,使裂缝扩展方向不再垂直于最小地应力。定排量注入时,分支缝与主裂缝夹角大,形成鱼骨状裂缝;变排量注入时,分支缝与主裂缝近平行,在主裂缝两侧形成裂缝带。

关键词:压驱;低渗透储层;孔隙压力场;起裂压力;裂缝扩展

文章编号:1009-9603(2024)06-0160-08

DOI:10.13673/j.pgre.202307001

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Experimental study on fracture initiation and propagation characteristics caused by pressure drive in low-permeability sandstone reservoirs

SUN Qiang^{1,2}, ZHANG Yifei^{1,2}, YU Chunlei^{1,2}, SUN Zhigang^{1,2}, CAO Hu³, YANG Lihong⁴

(1. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2. Shandong Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Exploration and Development (Preparation), Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3. China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102299, China; 4. The First Oil Production Plant of North China Oilfield Branch, SINOPEC, Renqiu City, Hebei Province, 062550, China)

Abstract: In view of the difficulties in formation energy replenishment and failed injection and production by water drive in low-permeability reservoirs, Shengli Oilfield proposed a water injection technology based on pressure drive for low-permeability reservoirs according to the technical requirements for increasing liquid production and stable oil production in the oilfield. Pressure drive could effectively increase the water injection volume through high-pressure water injection. Field tests showed that a certain scale of fractures was formed in the reservoir during the pressure drive. However, the breakdown pressure and fracture propagation law caused by pressure drive were still unclear. Five pressure drive experiments were carried out using natural sandstone and true triaxial hydraulic fracturing platforms to optimize field construction parameters. The influence of injection rate on breakdown pressure and

收稿日期:2023-07-10。

作者简介:孙强(1986—),男,山东寿光人,高级工程师,硕士,从事油气田开发方面的研究。E-mail:sunqiang185.slyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“压驱开发机理及数值模拟方法研究”(P21072-1)。

fracture geometry caused by pressure drive was studied, and that of injection modes on fracture geometry was analyzed. The causes were analyzed using the porous elasticity theory. The experimental results showed that there are both obvious fracture initiation pressure and breakdown pressure during the pressure drive. Fracture development presents three stages: elastic deformation, microfracture development, and instability failure. The fracture initiation pressure is basically unchanged, and the breakdown pressure gradually decreases with the increase in injection rate. The H-F model can be used to predict the fracture initiation pressure, and the H-W model can be used to predict the upper limit of the breakdown pressure. The direction of fracture propagation caused by pressure drive is greatly affected by rock heterogeneity, which affects the pore pressure field near the wellbore and thereby changes the stress field so that the fracture propagation is no longer perpendicular to the minimum geostress. The angles between the branch fracture and the main fracture are large during injection with a constant rate, forming a fishbone-like fracture; the branch fracture is nearly parallel to the main fracture, and the fracture zones are formed on both sides of the main fractures during injection with a variable rates.

Key words: pressure drive; low-permeability reservoir; pore pressure field; fracture initiation pressure; fracture propagation

压驱是一种在临近破裂压力下注水以增大波及面积的增注增产技术。针对低渗透油藏“注不进、采不出”的问题,中国大庆、胜利、江苏等油田相继开展了压驱试验,取得了良好的现场应用效果^[1-6]。但压驱作为一项新技术还存在增注机理认识不清、油井见效不均衡等问题,因此有必要通过物理模拟实验研究压驱裂缝起裂及扩展规律^[7-8]。

与常规水力压裂不同,压驱注水具有低黏度流体、低排量注入、周期注水且注入压力接近水力压裂破裂压力的特点。目前,很多学者针对排量对水力压裂破裂压力的影响规律开展了研究。ITO从增压速率角度研究排量对破裂压力的影响,建立考虑增压速率的破裂压力模型,排量越高,增压速率越大,破裂压力越高^[9]。邵长跃等设计实验验证了ITO的结论,并指出增压速率的大小和排量存在明显的线性关系^[10]。ZENG等开展了致密砂岩水压致裂实验以研究注入速率对破裂压力的影响,实验结果表明,注入速率越高,排量越高,破裂压力越低,并指出基于LEFM的破裂压力模型能更好地预测实验结果^[11]。曾凡辉等用平均地层压力替代井周孔隙压力,建立考虑渗滤效应的破裂压力模型,认为随着排量增加,平均地层压力增大,破裂压力减小^[12]。从前人研究来看,排量对破裂压力的影响还未得到统一认识。

相较于常规水力压裂,压驱注水对储层的孔隙压力场影响较大^[13-14],裂缝起裂及扩展过程中流固耦合影响更为显著。唐春安等采用数值模拟方法研究孔隙水压力梯度对裂纹萌生和扩展的影响,认为孔隙水压力梯度方向对裂纹扩展起主导作用^[15]。周大伟等采用真三轴水力压裂实验研究孔隙压力场对致密砂岩多条裂缝扩展的影响,指出孔隙压力场的存在使多条裂缝表现为相互吸引^[16]。

ALTAMMAR等利用薄板实验研究孔隙压力场对裂缝扩展的影响,结果表明高孔隙压力区域对裂缝有吸引作用^[17]。肖元相等利用ABAQUS软件研究孔隙压力场变化对裂缝扩展的影响,认为压裂液滤失引起的局部孔隙压力增加使裂缝在延伸过程中发生偏转^[18]。张翼飞等通过物理模拟实验和微米CT扫描等研究压驱裂缝展布特征,指出岩石基质中孔隙体积变大是压驱增注的主要原因之一^[19-20]。察鲁明等利用数值模拟方法开展压驱注水开发效果研究,指出注水井周围地层压力上升造成岩石损伤和破裂,且破裂程度随注水总量增加而增加^[21]。因此,孔隙压力场会影响裂缝扩展方向并造成注水井周围岩石损伤。

总的来说,中外学者对常规水力压裂已开展了大量的研究,但对压驱裂缝起裂和扩展规律研究尚不清晰。为此,笔者采用天然砂岩岩样开展压驱与压裂物理模拟实验,探讨不同注入排量和注入方式对压驱破裂压力及裂缝扩展规律的影响,并利用多孔弹性理论解释其成因,以期对压驱现场施工压力设计提供理论支撑。

1 实验器材及方法

1.1 实验器材

实验仪器采用中国石油大学(北京)自主研发的300-R2真三轴水力压裂平台(图1)。该平台主要由真三轴系统和伺服泵压系统组成。实验过程中,真三轴系统将三向应力加载至预设地应力并保持恒定,伺服泵压系统按照设定模式注入压裂液,同时采集泵压数据。

实验用砂岩岩样取自牛庄地区露头,大小为300 mm×300 mm×300 mm,孔隙度为17%,渗透率



图1 300-R2真三轴水力压裂平台

Fig.1 300-R2 true triaxial hydraulic fracturing platform

为18 mD,抗拉强度为4 MPa,单轴抗压强度为38.5 MPa,弹性模量为7.49 GPa,泊松比为0.2。在砂岩岩样中设置长度为100 mm、直径为10 mm的裸眼段,方向平行于垂向应力,模拟垂直井压驱注入。注入介质为黏度为75 mPa·s的胍胶压裂液,添加染料作为示踪剂以观察裂缝形态。

1.2 实验方法

1.2.1 变排量注入实验

通过1组变排量注入实验以确定室内压驱物理模拟实验的注入排量范围。注入排量分别设置为2、4、8 mL/min,每级保持34 min,直至砂岩岩样破裂。由变排量注入压力曲线(图2)可知,当注入排量为2 mL/min时,注入速率约等于滤失速率,压力难以上升;当注入排量为4 mL/min时,压力保持上升且增速平缓,符合压驱的压力曲线特征;当注入排量为8 mL/min时,压力上升较快并产生宏观裂缝。因此,设置4~8 mL/min为室内压驱物理模拟实验的注入排量,大于8 mL/min为室内压裂物理模拟实验的注入排量。

1.2.2 压驱与压裂物理模拟实验方案

对砂岩岩样施加三向应力,模拟岩石在储层中

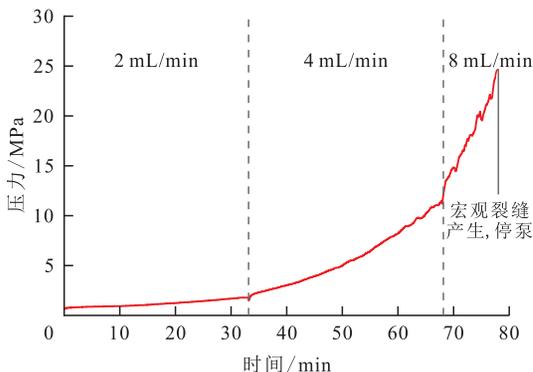


图2 变排量注入压力曲线

Fig.2 Pressure curve of injection with variable rates

的应力状态,其中垂向应力为20 MPa,最大水平地应力为17 MPa,最小水平地应力为15 MPa。设置5组实验(表1)研究注入排量和注入方式对裂缝形态的影响。实验方案为:①定排量2次注入实验。设置3组恒速2次注入实验,分别将1#、2#、3#岩样按4、6、12 mL/min的排量注入压裂液,每组实验注入2次,每次注入压裂液总液量为400 mL,第1次注入结束后等压力降至0 MPa,再进行第2次注入,模拟现场间歇注入。其中12 mL/min的注入排量模拟压裂,4和6 mL/min的注入排量模拟压驱。②定排量4次注入实验。设置1组恒速4次注入实验,将4#岩样按4 mL/min的排量注入压裂液4次,每次注入压裂液总液量为400 mL,模拟压驱多次间歇注入,研究注入次数对裂缝形态的影响。③变排量4次注入实验。设置1组变排量4次注入实验,将5#岩样依次按4、12、4、12 mL/min的排量注入压裂液,每次注入压裂液总液量为400 mL,研究变排量注入(压驱压裂混合)对裂缝形态的影响。

表1 压驱与压裂物理模拟实验参数

Table1 Experimental parameters for pressure drive simulation

岩样编号	注入排量/(mL/min)	注入方式	研究因素	开发措施
1#	4/4			压驱
2#	6/6	恒速2次	注入排量	压驱
3#	12/12			压裂
4#	4/4/4/4	恒速4次	注入方式	压驱
5#	4/12/4/12	变速4次		压驱压裂混合

2 实验结果及分析

2.1 压驱裂缝起裂特征

2.1.1 压驱裂缝发育阶段划分

压力曲线能间接反映裂缝的演化过程,是现场水力压裂监测和分析的重要数据。由图3可知,破裂点之前出现了明显的起裂点,起裂点特征为:①压力曲线出现明显的压力波动。②高幅值声发射事件增多。FENG等在实验中也观察到类似特征^[22-23],并定义压力曲线中第1个偏离线性的拐点为起裂压力。

由图4a可知,4 mL/min注入排量下,31 min时(起裂点)增压速率下降,同时累积振铃计数出现台阶状突增,说明此时裂缝开始起裂;38 min时(破裂点)压力骤然下降,累积振铃计数急速上升,此时裂缝发生失稳破裂。由图4b可知,12 mL/min注入排

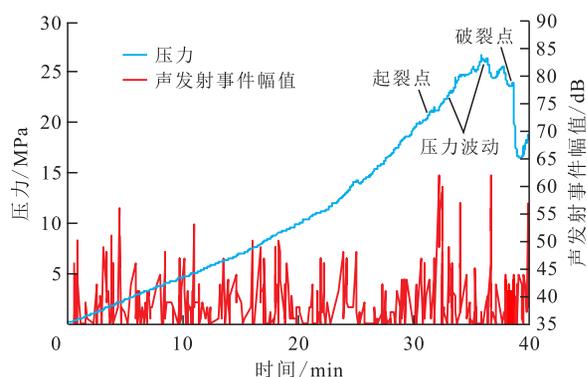
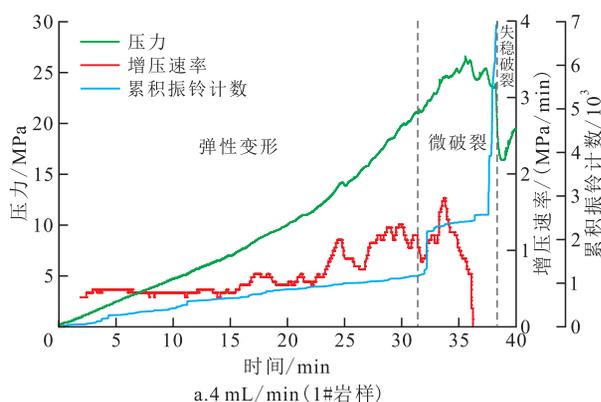
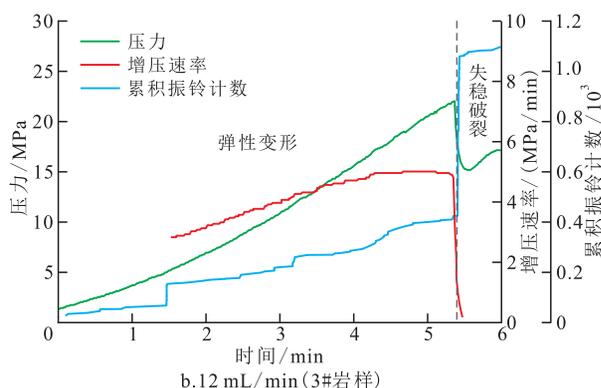


图3 4 mL/min注入排量下压力曲线和声发射事件幅值(1#岩样)

Fig.3 Pressure curves and acoustic emission amplitude at injection rate of 4 mL/min (Rock sample 1#)



a. 4 mL/min (1#岩样)



b. 12 mL/min (3#岩样)

图4 不同注入排量下压力、增压速率与累积振铃计数变化
Fig.4 Change in pressures, pressure increasing rates and cumulative ringing counts with different injection rates

量下,压力到达破裂点前曲线整体平滑,增压速率曲线呈稳定增长,累积振铃计数近线性增加,没有明显的起裂点。

以起裂点和破裂点为界限,将压驱裂缝发育过程划分为3个阶段(图4a):第1阶段为弹性变形阶段,压力曲线整体平滑,累积振铃计数线性增加,岩石主要以弹性形变为主;第2阶段为微破裂阶段,增压速率曲线波动剧烈,累积振铃计数出现突增,微裂缝大量发育;第3阶段为失稳破裂阶段,压力曲线快速下降,累积振铃计数激增,宏观裂缝形成。从

图4b可以看出,压裂微裂缝发育特征不明显,即不存在微破裂阶段,而是破裂和起裂同时发生。

2.1.2 起裂压力和破裂压力预测模型及验证

微破裂阶段井周形成微裂缝的同时不产生新的宏观裂缝,解释了压驱在近破裂压力下注水能力显著增加的原因。微破裂阶段时向地层恒压注水有利于产生均匀驱替,即现场压驱注入压力应介于起裂压力与破裂压力之间,因此需寻找合适的模型对起裂压力和破裂压力进行预测。关于破裂压力模型前人已做过大量研究^[24-27],其中H-W模型和H-F模型应用最为广泛。HUBBERT等于1957年首先基于线弹性拉伸破坏理论提出了用于计算破裂压力的H-W模型^[26],其表达式为:

$$p_b = T + 3\sigma_3 - \sigma_1 - p_0 \quad (1)$$

式中: p_b 为破裂压力,MPa; T 为抗拉强度,MPa; σ_3 为最小水平地应力,MPa; σ_1 为最大水平地应力,MPa; p_0 为初始地层压力,MPa。

假设该模型岩石为非渗透材料,即不考虑压裂液滤失造成的影响。同时根据最大拉应力准则,当岩石受力超过其抗拉强度时发生拉伸破坏。H-W模型计算的破裂压力一般偏大,通常作为破裂压力预测的上限。

HAIMSON等于1967年基于多孔线弹性拉伸破坏理论提出了H-F模型^[27],其表达式为:

$$p_b = \frac{T + 3\sigma_3 - \sigma_1 - \alpha \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) p_0}{2 - \alpha \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right)} \quad (2)$$

式中: α 为有效应力系数,无量纲; ν 为泊松比,无量纲。

与H-W模型相比,H-F模型考虑了压裂液滤失造成的影响。该模型的缺点是未考虑实际的孔隙压力分布,因此无法反映井筒直径、渗透率和增压速率等参数对水力压裂造成的影响。H-F模型计算的破裂压力一般偏小,通常作为破裂压力预测的下限。

对比注入排量分别为4、6、12 mL/min的压力曲线(图5)可以看出,砂岩岩样起裂压力分别为21.3、20.98、21.9 MPa,数值接近;注入排量从4 mL/min增至12 mL/min时,砂岩岩样破裂压力从26.2 MPa降至21.9 MPa,降幅为20%。因此随注入排量增大,起裂压力变化较小,而破裂压力明显降低,这与常规水力压裂认识正好相反。

分别利用H-W模型和H-F模型计算破裂压力,并与实验结果进行对比(图6)。其中H-W模型计算

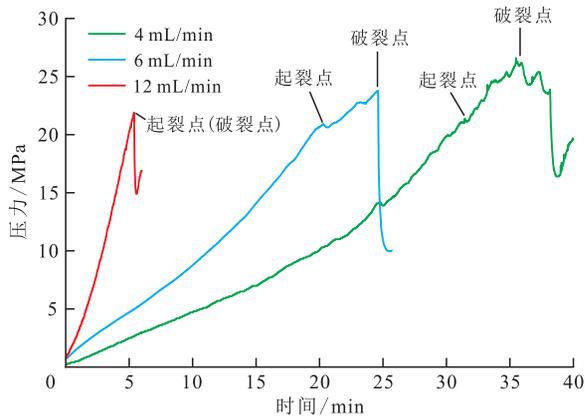


图5 不同注入排量下压力曲线
Fig.5 Pressure curves with different injection rates

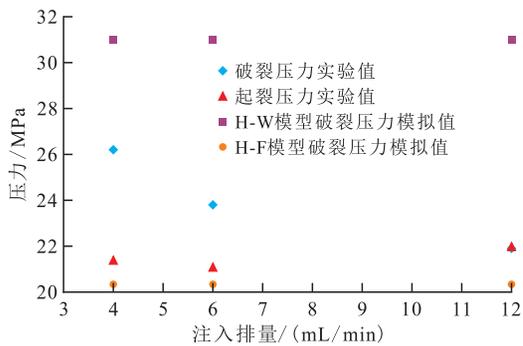


图6 不同计算模型与实验结果对比
Fig.6 Comparison of different models and experimental results

的破裂压力为 31 MPa, H-F 模型计算的破裂压力为 20.3 MPa。结果表明,破裂压力实验值处于 H-W 模型和 H-F 模型计算的破裂压力范围内,再一次论证了实验结果的合理性和可靠性。H-F 模型破裂压力模拟值与起裂压力实验值拟合良好,可用于预测起裂压力。从实验结果(图 5)看,低排量时岩石先起裂再破裂,破裂压力大于起裂压力。高排量时岩石起裂即破裂,起裂压力等于破裂压力。因此起裂压

力是破裂压力的下限,说明 H-F 模型用于预测起裂压力的可行性。H-W 模型破裂压力模拟值大于破裂压力实验值,可作为破裂压力的上限。

2.2 压驱裂缝扩展特征影响因素

2.2.1 注入排量

由储层砂岩岩心微观结构(图 7)可知,储层在发育过程中形成层理、天然裂缝等弱面,这些弱面使储层渗透率呈非均质分布^[28]。由于压驱注入的流体黏度低,当低排量注入时,流体更容易渗入岩心的弱面,孔隙压力的增加使弱面剪切滑移或拉伸扩展形成微裂缝,造成孔隙压力场的非均匀扩展,从而岩石非均质性影响孔隙压力场的分布。

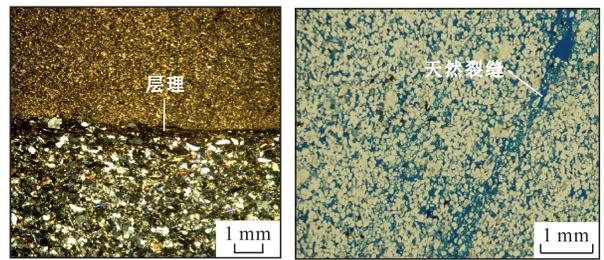


图7 储层砂岩岩心微观结构
Fig.7 Microstructures of sandstone cores in reservoir

不同注入排量下裂缝形态可通过剖切砂岩岩样获得,由图 8 可知,随着注入排量降低,裂缝的起裂方向逐渐偏离 σ_H 方向。当地应力条件相同时,裂缝扩展方向主要受孔隙压力场控制。BRUNO 的薄板实验表明在椭圆形孔隙压力场作用下,裂缝沿椭圆形长轴方向延伸^[29],该结果也支持这一观点。

当高排量注入时,压力升高速度快,孔隙压力场形成范围小,岩石内部的弱面不能充分张开。从高排量到低排量注入时,储层非均质性对孔隙压力场形态的影响增大,孔隙压力场由圆形逐渐变为椭

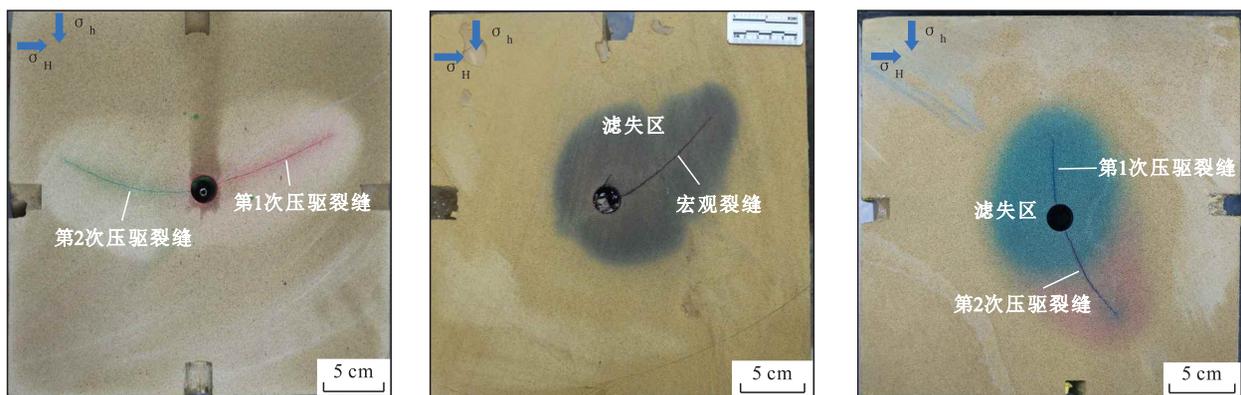


图8 不同注入排量下砂岩裂缝形态
Fig.8 Fracture geometries of sandstones with different injection rates

注: σ_H 为最大主应力, MPa; σ_h 为最小主应力, MPa。

圆形。平行和垂直于椭圆形长轴的孔隙压力场附加应力^[30]表达式分别为:

$$\Delta\sigma_1 = \frac{\alpha(1-2\nu)p_p(m/n)}{(1-\nu)(1+m/n)} \quad (3)$$

$$\Delta\sigma_2 = \frac{\alpha(1-2\nu)p_p}{(1-\nu)(m/n+1)} \quad (4)$$

式中: $\Delta\sigma$ 为孔隙压力场附加应力,MPa; $\Delta\sigma_1$ 、 $\Delta\sigma_2$ 分别为平行和垂直于椭圆形长轴的孔隙压力场附加应力,MPa; p_p 为孔隙压力,MPa; m 为椭圆形孔隙压力场长轴长度, n 为椭圆形孔隙压力场短轴长度, m 。

随着注入排量降低,椭圆形孔隙压力场的长短轴之比(m/n)逐渐增大,附加应力 $\Delta\sigma_1$ 增大,而 $\Delta\sigma_2$ 减小。

裂缝起裂方向受孔隙压力场和地应力的共同影响。假设孔隙压力场面积不变,长轴方向平行于 σ_h ,分析 m/n 对地应力 σ_{insitu} 和孔隙压力场附加应力 $\Delta\sigma$ 的合力的影响,如图9所示。在圆形孔隙压力场条件下,即 m/n 值为1.0时, σ_h 方向的合力比 σ_h 方向高4 MPa,裂缝沿 σ_h 方向起裂,起裂方向受地应力控制。随着 m/n 值增加, σ_h 方向的合力减小, σ_h 方向的合力增加。当 m/n 值大于1.38时, σ_h 方向的合力大于 σ_h 方向,出现地应力反转,裂缝沿 σ_h 方向起裂。

压驱时注入排量小,孔隙压力场附加应力大且

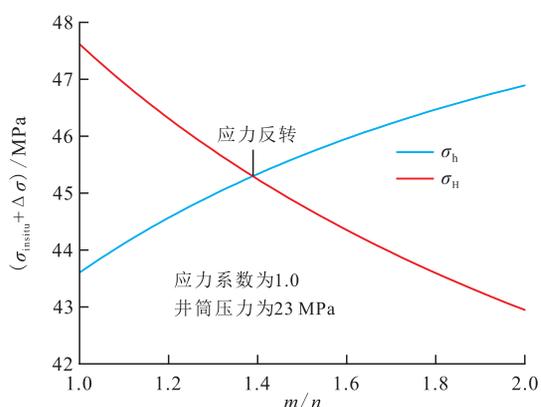


图9 孔隙压力场对地应力的影响

Fig.9 Influence of pore pressure field on geostress

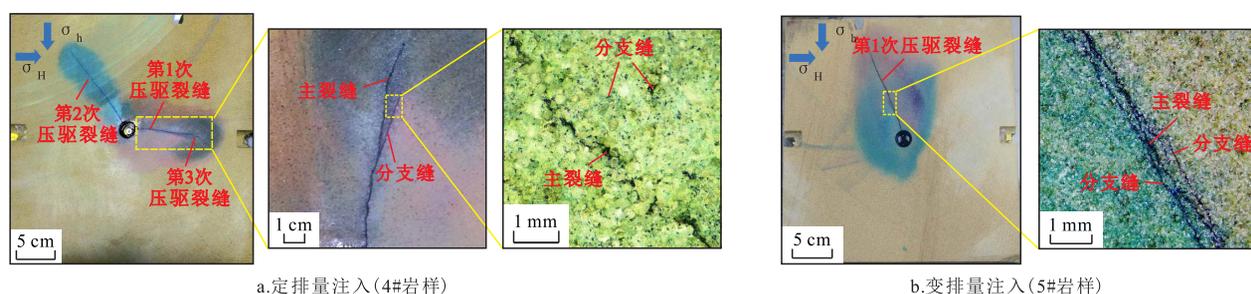


图10 不同注入方式压驱裂缝形态

Fig.10 Fracture geometries caused by pressure drive at different injection modes

各向异性强,裂缝主要受孔隙压力场控制,起裂方向偏离 σ_h 方向。压裂时注入排量大,孔隙压力场附加应力小,裂缝主要受地应力控制,起裂方向接近 σ_h 方向。值得注意的是,室内实验最大水平地应力和最小水平地应力的差值仅为2 MPa,因此孔隙压力场对裂缝的起裂方向影响较大,压驱现场孔隙压力场对裂缝起裂方向控制作用的强弱还有待进一步验证。

2.2.2 注入方式

定排量4次注入(4#岩样)时,第1次注入形成了1条垂直于 σ_h 方向的裂缝(第1次压驱裂缝);第2次注入时,井周起裂1条新裂缝(第2次压驱裂缝),并形成与1#、3#岩样类似的双翼缝;第3次注入时,在第1次压驱裂缝侧边形成了1条分支缝(第3次压驱裂缝),使裂缝整体呈鱼骨状(图10a);第4次注入时,形成1条沿着前3条裂缝任意方向扩展的新压驱裂缝。此外,微观图像表明,在宏观裂缝(肉眼可见的裂缝)两侧还有更小尺寸的分支缝存在。定排量4次注入时,裂缝形态比较复杂,一方面在井周形成双翼缝,另一方面在主裂缝两侧形成分支缝。

变排量4次注入(5#岩样)时,第1次压驱裂缝与 σ_h 方向夹角为 30° ;第2、3、4次注入时,起裂裂缝与老裂缝方向近似平行,在主裂缝两侧形成裂缝带(图10b)。

井周新裂缝的形成有利于压驱的均匀驱替,因此有必要分析注入排量对第2次压驱裂缝的影响。第2次压驱裂缝井周能否起裂新裂缝与井周的受力状态有关。新裂缝起裂位置的井周有效拉应力需要克服岩石的抗拉强度,老裂缝起裂位置的井周有效拉应力则需要克服裂缝间的表面张力^[31-32]。井周有效拉应力与地应力、孔隙压力场附加应力和井筒内流体压力有关。4#、5#岩样的地应力相同,2块岩样第1次注入时,排量均为4 mL/min,因此可以认为第2次注入前孔隙压力场附加应力相同。当井筒内流体压力相同时,新裂缝的生成受表面张力与抗拉强度的相对大小控制。抗拉强度在压驱施工过程中

中,一般认为不发生变化。表面张力大小跟裂缝宽度有关,裂缝宽度可根据PKN模型近似计算^[33]。

随着注入排量增大,裂缝宽度增大,裂缝间表面张力减小。在4#、5#岩样第1次注入排量均为4 mL/min的条件下,4#岩样第2次注入排量为4 mL/min时,排量较小,表面张力大于抗拉强度,有利于起裂新裂缝;5#岩样第2次注入排量为12 mL/min时,排量较大,表面张力小于抗拉强度,有利于起裂老裂缝。因此,定排量注入有利于起裂新裂缝。

3 结论

(1)压驱裂缝发育呈现弹性变形、微破裂和失稳破裂3个阶段,压驱过程同时存在起裂点和破裂点,现场压驱注入压力应介于起裂压力与破裂压力之间。

(2)随着注入排量增大,压驱起裂压力变化不大,破裂压力降低。H-F模型可用于预测起裂压力,H-W模型计算的破裂压力可作为破裂压力预测的上限。

(3)压驱裂缝受岩石非均质性影响较大,非均质性影响井眼附近孔隙压力场及地应力场,导致地应力反转,裂缝不再垂直于最小地应力方向扩展。

(4)定排量注入有利于起裂新裂缝,产生与主裂缝夹角较大的分支缝,形成鱼骨状裂缝。变排量注入易形成与主裂缝近平行的分支缝,在主裂缝两侧形成裂缝带。

参考文献

- [1] 何金钢,王洪卫.三类油层压裂驱油技术设计及效果研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2018,40(5):95-104.
HE Jingang, WANG Hongwei. Design and effect of fracture-flooding in class III oil reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2018, 40(5): 95-104.
- [2] 杨茜. 葡萄酒外围裂缝性储层欠注水井治理技术分析[J]. 石油石化节能, 2020, 10(7): 10-13.
YANG Qian. Analysis of fracturing and injection-increasing technology for under-water injection wells in fractured reservoirs in Putaohua Oilfield [J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2020, 10(7): 10-13.
- [3] 许冬进,吴应松,熊齐,等.低渗透油藏压驱技术现状及发展趋势[J].断块油气田,2024,31(3):533-540,546.
XU Dongjin, WU Yingsong, XIONG Qi, et al. Status and development trend of fracturing-flooding technology in low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(3): 533-540, 546.
- [4] 王锋.压驱工艺优化及现场应用[J].石化技术,2022,29(4):10-11.
WANG Feng. Optimization of pressure drive technology and its field application [J]. Petrochemical Industry Technology, 2022, 29(4): 10-11.
- [5] 黄越,金智荣,乔春国,等.江苏油田小断块低渗油藏压驱注水技术实践[J].石油化工应用,2022,41(6):48-51.
HUANG Yue, JIN Zhirong, QIAO Chunguo, et al. Practice of pressure drive water injection technology in small fault block reservoir of low permeability in Jiangsu oilfield [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(6): 48-51.
- [6] 杨勇,张世明,曹小朋,等.胜利油田低渗透油藏压驱开发技术实践与认识[J].油气地质与采收率,2023,30(6):61-71.
YANG Yong, ZHANG Shiming, CAO Xiaopeng, et al. Practice and understanding of pressure drive development technology for low-permeability reservoirs in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 61-71.
- [7] 梁卫卫,党海龙,刘滨,等.特低渗透油藏注水诱导动态裂缝实验及数值模拟[J].石油实验地质,2023,45(3):566-575.
LIANG Weiwei, DANG Hailong, LIU Bin, et al. Experiment and numerical simulation of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(3): 566-575.
- [8] 王哲,曹广胜,白玉杰,等.低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J].特种油气藏,2023,30(1):1-13.
WANG Zhe, CAO Guangsheng, BAI Yujie, et al. Development status and prospect of EOR technology in low-permeability reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 1-13.
- [9] ITO T. Effect of pore pressure gradient on fracture initiation in fluid saturated porous media: rock [J]. Engineering Fracture Mechanics, 2008, 75(7): 1 753-1 762.
- [10] 邵长跃,潘鹏志,赵德才,等.流量对水力压裂破裂压力和增压率的影响研究[J].岩土力学,2020,41(7):2 411-2 421, 2 484.
SHAO Changyue, PAN Pengzhi, ZHAO Decai, et al. Effect of pumping rate on hydraulic fracturing breakdown pressure and pressurization rate [J]. Rock and Soil Mechanics, 2020, 41(7): 2 411-2 421, 2 484.
- [11] ZENG Z, ROEGIERS J C. Experimental observation of injection rate influence on the hydraulic fracturing behavior of a tight gas sandstone [C]. Irving: SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, 2002.
- [12] 曾凡辉,唐波涛,王涛,等.考虑渗滤效应的压裂裸眼井破裂压力预测模型[J].天然气地球科学,2019,30(4):549-556.
ZENG Fanhui, TANG Botao, WANG Tao, et al. Prediction model of fracture initiation pressure of open hole well considering penetration effect [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(4): 549-556.
- [13] 宋丽阳,王纪伟,刘长印,等.低渗砂泥交互油藏压裂多裂缝扩展规律[J].断块油气田,2023,30(1):25-30.
SONG Liyang, WANG Jiwei, LIU Changyin, et al. Multi-fractures propagation law of low permeability sand shale interbed oil reservoirs fracturing [J]. Fault-Block Oil and Gas Field,

- 2023, 30(1): 25-30.
- [14] 马珍福, 邵现振, 李刚, 等. 低渗油藏扩容压驱工艺技术在渤海油田的应用[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 58-66.
MA Zhenfu, SHAO Xianzhen, LI Gang, et al. Application of dilatant pressure flooding technology in low permeability reservoir in Bonan Oilfield [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(4): 58-66.
- [15] 唐春安, 杨天鸿, 李连崇, 等. 孔隙水压力对岩石裂纹扩展影响的数值模拟[J]. 岩土力学, 2003, 24(S2): 17-20.
TANG Chun'an, YANG Tianhong, LI Lianchong, et al. Numerical simulation to influence of pore pressure magnitude and gradient on fracture propagation in brittle heterogeneous rocks [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2003, 24(S2): 17-20.
- [16] 周大伟, 张广清, 刘志斌, 等. 致密砂岩多段簇压裂中孔隙压力场对多裂缝扩展的影响[J]. 石油学报, 2017, 38(7): 830-839.
ZHOU Dawei, ZHANG Guangqing, LIU Zhibin, et al. Influences of pore-pressure field on multi-fracture propagation during the multi-stage cluster fracturing of tight sandstone [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(7): 830-839.
- [17] ALTAMMAR M J, SHARMA M M, MANCHANDA R. Laboratory observations of the effect of pore pressure on hydraulic fracture growth [C]. San Francisco: 51st US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium, 2017.
- [18] 肖元相, 兰正凯, 史华, 等. 压裂过程中孔隙压力场变化对水力裂缝扩展的影响[J]. 中国矿业, 2021, 30(4): 140-145.
XIAO Yuanxiang, LAN Zhengkai, SHI Hua, et al. Influence of reservoir pressure field change on hydraulic fracture propagation during fracturing [J]. *China Mining Magazine*, 2021, 30(4): 140-145.
- [19] 张翼飞, 杨勇, 孙志刚, 等. 低渗透油藏压驱物理模拟与裂缝定量表征[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 143-149.
ZHANG Yifei, YANG Yong, SUN Zhigang, et al. Physical simulation of fracturing-flooding and quantitative characterization of fractures in low-permeability oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(4): 143-149.
- [20] 张翼飞, 孙强, 于春磊, 等. 低渗透油藏压驱裂缝展布特征及影响因素[J/OL]. 大庆石油地质与开发, 2024: 1-7 (2024-03-04) [2024-08-05]. <https://doi.org/10.19597/J. ISSN. 1000-3754. 202308021>.
ZHANG Yifei, SUN Qiang, YU Chunlei, et al. Fracture distribution characteristics and influencing factors of fracturing-flooding in low permeability reservoir [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2024: 1-7 (2024-03-04) [2024-08-05]. <https://doi.org/10.19597/J. ISSN. 1000-3754. 202308021>.
- [21] 蔡鲁明, 冯其红, 王森, 等. 基于虚拟单元法及损伤模型压驱注水数值模拟方法[J]. 计算物理, 2022, 40(1): 81-90.
CHA Luming, FENG Qihong, WANG Sen, et al. Numerical simulation of fracture-flooding with virtual element method in a continuous damage model [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2022, 40(1): 81-90.
- [22] FENG Y, JONES J F, GRAY K E. A review on fracture-initiation and-propagation pressures for lost circulation and well-bore strengthening [J]. *SPE Drilling & Completion*, 2016, 31(2): 134-144.
- [23] 徐世焱, 赵国藩. 混凝土结构裂缝扩展的双K断裂准则[J]. 土木工程学报, 1992, 25(2): 32-38.
XU Shilang, ZHAO Guofan. A double-k fracture criterion for the crack propagation in concrete structures [J]. *China Civil Engineering Journal*, 1992, 25(2): 32-38.
- [24] 杨虎, 薛晓军, 陈向辉, 等. 克拉美丽气田火成岩天然裂缝漏失压力模型[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(1): 93-99.
YANG Hu, XUE Xiaojun, CHEN Xianghui, et al. Leakage pressure model of natural fractures in igneous rocks in Kelameili Gas Field [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(1): 93-99.
- [25] 刘睿, 刘建章, 田金强, 等. 盆地异常流体压力-应力耦合过程研究进展[J]. 地质科技通报, 2015, 34(3): 87-95.
LIU Rui, LIU Jianzhang, TIAN Jinqiang, et al. Reviews of sedimentary basin abnormal fluid pressure/stress coupling process [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2015, 34(3): 87-95.
- [26] HUBBERT M K, WILLIS D G. Mechanics of hydraulic fracturing [J]. *Transactions of the AIME*, 1957, 210(1): 153-168.
- [27] HAIMSON B, FAIRHURST C. Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1967, 7(3): 310-318.
- [28] 侯晓春, 蒋漫旗, 郝明强. 微裂缝性特低渗透油藏单向稳态渗流压力分析[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 86-88.
HOU Xiaochun, JIANG Manqi, HAO Minqiang. Pressure analysis of stable single direction flow in micro-fractured ultra-low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2008, 15(5): 86-88.
- [29] BRUNO M S, NAKAGAWA F M. Pore pressure influence on tensile fracture propagation in sedimentary rock [J]. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1991, 28(4): 261-273.
- [30] PERKINS T K, GONZALEZ J A. The effect of thermoelastic stresses on injection well fracturing [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1985, 25(1): 78-88.
- [31] 张媛, 王硕亮, 张贤松. 微圆管实验压力误差校正方法探讨[J]. 中国海上油气, 2016, 28(2): 94-98.
ZHANG Yuan, WANG Shuoliang, ZHANG Xiansong. Discussion on method for correcting the pressure error in micro tube experiment [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2016, 28(2): 94-98.
- [32] 林景晔, 童英, 王新江. 大庆长垣砂岩储层构造油藏油水界面控制因素研究[J]. 中国石油勘探, 2007, 12(3): 13-16.
LIN Jingye, TONG Ying, WANG Xinjiang. Research on controlling factors of oil-water interface of structural oil reservoirs in sandstone reservoirs of Daqing Placanticline structure [J]. *China Petroleum Exploration*, 2007, 12(3): 13-16.
- [33] NORDGREN R P. Propagation of a vertical hydraulic fracture [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1972, 12(4): 306-314.