

渤海湾盆地高尚堡深层低渗透断块油藏缝网系统及其主控因素

王兆生^{1,2},董少群^{1,3},孟宁宁²,刘道杰⁴,高 微⁵

[1. 中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249; 2. 华北理工大学矿业工程学院,河北 唐山 063210;

3. 中国石油大学(北京)理学院,北京 102249; 4. 中国石油冀东油田分公司,河北 唐山 063000;

5. 中国石油大庆油田有限责任公司第六采油厂,黑龙江 大庆 163114]

摘要:渤海湾盆地高尚堡深层低渗透断块油藏油气资源丰富,储层实施压裂后,人工裂缝与天然裂缝构成的缝网系统控制着油藏的渗流。开展缝网系统及其主控因素分析,对于油藏压裂方案制定和开发效果提升具有重要意义。综合应用岩心、成像测井、地层倾角测井和微地震监测等资料,分析了高尚堡深层低渗透断块油藏天然裂缝、人工裂缝和地应力的发育特征,揭示了研究区缝网系统的分布模式和主控因素。结果表明:研究区天然裂缝较为发育,高角度构造剪切裂缝是其主要类型。裂缝在古近纪和新近纪末期两期构造作用下形成。发育有 NEE-SWW 向、NW-SE 向和近 EW 向 3 组裂缝,其中以 NEE-SWW 向裂缝最为发育。现今最大水平主应力优势方位为 N75°~85°E,受现今地应力影响,NEE-SWW 向天然裂缝开度大,是油藏渗流的优势方位。人工裂缝近似为垂直缝,延伸的优势方位为 N80°~90°E,平均缝长 136 m,平均缝高 17.4 m。高尚堡深层断块油藏缝网系统的分布模式受控于人工裂缝与地应力和天然裂缝的耦合关系,缝网系统的主要控制因素是天然裂缝、地应力和断层。

关键词:主控因素;缝网系统;断块油藏;高尚堡深层;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Fracture network in the low-permeability fault block reservoirs in deep-buried Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin, and its controlling factors

Wang Zhaosheng^{1,2}, Dong Shaoqun^{1,3}, Meng Ningning², Liu Daojie⁴, Gao Wei⁵

[1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Mining Engineering, North China University of Science and Technology, Tangshan, Hebei 063210, China; 3. College of Sciences, China University of

Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 4. Jidong Oilfield Co. Ltd., CNPC, Tangshan, Hebei 063000, China;

5. No. 6 Oil Production Plant of Daqing Oilfield Co. Ltd., CNPC, Daqing, Heilongjiang 163114, China]

Abstract: The deep-buried, low-permeability fault block reservoir has considerable petroleum resource potential in Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin. The fracture network composed of hydraulic fractures and natural fractures controls the seepage performance of reservoirs after hydraulic fracturing. Analysis of the fracture network and its controlling factors is of great significance to developing the reservoir fracturing scheme and improving the development performance. In the study, an integration of core observation, imaging logging, stratigraphic dip logging and micro seismic monitoring data is applied to describe the development characteristics of natural and hydraulic fractures, as well in-situ stress, and to reveal the distribution pattern and major controlling factors of the fracture network in the study area. Results show that the reservoirs herein feature well developed natural fractures with high-angle shear fractures as the primary type, and the natural fractures were mainly developed under tectonic events during the Paleogene and the Late Neogene. The fractures therein can be divided into 3 groups, striking to NEE-SWW, NW-SE and near E-W respectively, with the first group, NEE-SWW-striking fractures being dominant. The dominant direction of maximum horizontal principal stress is N75°-85°E at present. Consequently, the NEE-SWW-trending natural fractures have the biggest aperture and the highest permeability under

收稿日期:2019-07-20;修订日期:2020-04-07。

第一作者简介:王兆生(1983—),男,博士、讲师,油气田开发地质。E-mail:zhaoshengw@126.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05009001-002);油气资源与探测国家重点实验室开放基金项目(PPR/open-1607);华北理工大学青年基金项目(Z201307)。

in-situ stress, acting as the main seepage channels. Hydraulic fractures are approximately vertical, with a primary orientation of $N80^{\circ}-90^{\circ}E$, as well as an average length and height of 136 m and 17.4 m, respectively. The distribution pattern of fracture network in the deep-buried fault block reservoir in Gaoshangpu oilfield is controlled by the coupling of hydraulic fractures with in-situ stress and natural fractures, while the controlling factors of fracture network growth are natural fractures, in-situ stress, and faults.

Key words: in-situ stress, fracture, fracture network, fault block reservoir, deep-buried Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin

随着油气资源的不断消耗,分布广泛且储量十分巨大的深层低渗透油气资源引起广泛关注^[1-6]。大量低渗透油藏开发实践表明,天然裂缝是其有效储集空间和主要渗流通道^[7-9]。在低渗透油藏动态开发过程中,为提高单井产量,常对储层实施压裂改造,压裂后人工裂缝与天然裂缝构成的缝网系统控制低渗透油藏的渗流,而天然裂缝与应力场分布对人工裂缝的展布具有重要影响^[10-11],在低渗透断块油藏中天然裂缝与应力场分布的非均质性更为突出^[12]。

渤海湾盆地高尚堡深层低渗透断块油藏探明石油地质储量丰富,是冀东油田重要的产能接替区。该油藏初始产能较高,平均单井产量 53 t/d,但产能递减快。注水开发后,含水率快速上升,目前综合采出程度仅为 8.1%。由于储层基质物性差,需实施水力压裂来改善开发效果。本次研究充分利用岩心、地层倾角测井、成像测井和微地震监测等资料,开展渤海湾盆地高尚堡深层低渗透断块油藏缝网系统的分布模式和主

控因素分析,研究成果可为水力压裂实施提供重要的地质与力学依据,对于提高低渗透断块油藏的油气采收率具有重要意义。

1 地质背景

渤海湾盆地南堡凹陷位于华北地台东北部,燕山褶皱带南缘,是在华北地台基底上,经中、新生代的断块运动而发育起来的一个北断南超的箕状凹陷^[13-14]。高尚堡油田位于南堡凹陷北部的高柳构造带上,处于高柳断层上升盘。主要发育 NE-SW、NW-SE 和近 EW 向断层,断层平均延伸 2.1 km,平均断距约 100 m。整体构造形态为一穹隆状背斜,构造面积约 90 km² (图 1)。高尚堡深层地层发育情况与渤海湾其它地区相似,在油田范围内目前已钻遇的地层自下而上为古近系的沙河街组 (Es) 和东营组 (Ed),新近系馆陶组 (Ng) 和明化镇组 (Nm) 以及第四系的平原组。其中

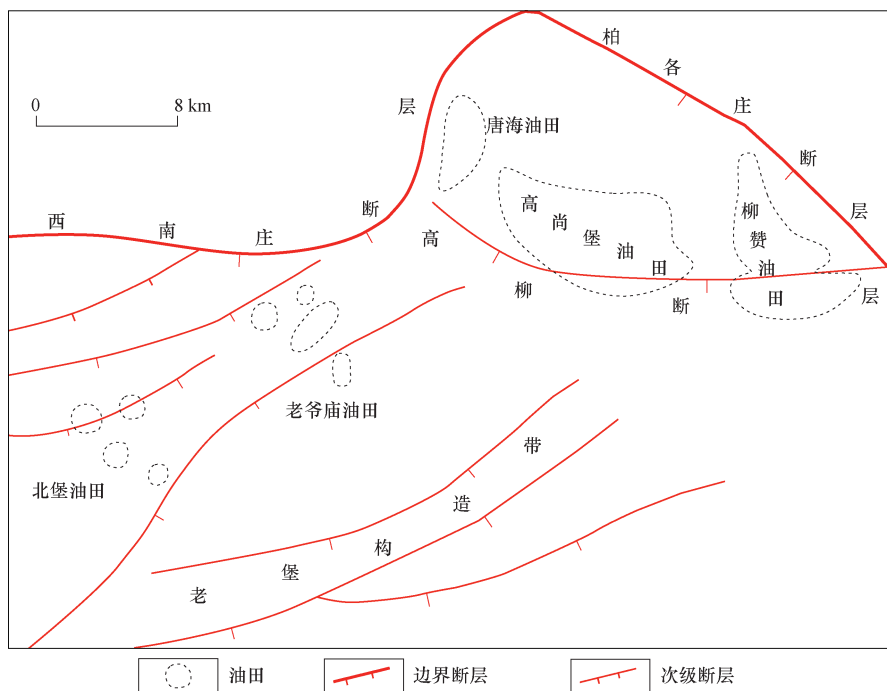


图1 渤海湾盆地南堡凹陷高尚堡油田构造位置

Fig. 1 Tectonic location of Gaoshangpu oilfield, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin

沙河街组三段(沙三段)为高尚堡深层最重要的产油层段,油藏埋深主要分布在3 300~3 900 m。发育一套粗碎屑的扇三角洲沉积,储层岩性以细砂岩和粉砂岩为主,含砾砂岩、中砂岩次之。成分成熟度与结构成熟度为中等,储层平均孔隙度为10.3%,平均渗透率为 $11.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型的低孔低渗储层。

2 缝网系统特征

2.1 天然裂缝特征

利用高尚堡深层15口井岩心(985.6 m)、220余块铸体薄片和1口成像测井(127 m)资料,开展了天然裂缝发育特征研究。依据裂缝的地质因素分类,高尚堡深层古近系沙河街组储层裂缝分为构造裂缝和成岩裂缝2种类型。构造裂缝是指裂缝的形成和分布受局部构造事件影响或区域构造应力场控制的裂缝,成岩裂缝是岩层在成岩过程中由于压实和压溶等地质作用而产生的近水平裂缝^[15]。岩心和薄片裂缝分析表明研究区主要发育构造剪切裂缝,此类裂缝在岩心上具有产状稳定,裂缝面平直光滑和切穿深度较大的特征(图2a)。而成岩裂缝主要发育在岩性界面处,在研究区发育密度低,且规模较小,相比构造裂缝对油藏

渗流的影响有限。

剪切裂缝的缝面上有明显的擦痕,擦痕的方向主要有两类:一类是擦痕方向与裂缝面的倾向一致(图2b),另一类是擦痕的方向与裂缝面的走向一致(图2c),其中后者更常见。根据岩心上裂缝的相互切割关系证实该区构造裂缝在两期构造作用下形成,其中擦痕方向与裂缝面倾向一致的裂缝形成时间早,擦痕方向与裂缝面走向一致的裂缝形成时间晚(图2b),而且以晚期形成的裂缝为主。依据构造裂缝与应力场的关系分析,早期裂缝形成时的应力状态是最大主应力(σ_1)垂直、中间主应力(σ_2)和最小主应力(σ_3)水平,属于正断层应力状态;晚期裂缝形成时的应力状态是 σ_2 垂直,而 σ_1 和 σ_3 水平,属走滑断层应力状态。结合渤海湾盆地构造演化分析和古构造应力场分布^[16],推断早期构造裂缝在古近纪形成,晚期构造裂缝在新近纪末期形成,其中新近纪末期是该区的主要裂缝形成时期。

成像测井裂缝分析表明该区发育有3组裂缝:NEE-SWW向(46.9%)、NW-SE向(21.9%)和近EW向(15.7%),其中以NEE-SWW向裂缝最为发育,优势方位为 $\text{N}50^\circ \sim 70^\circ \text{E}$ (图3,图4)。结合岩心裂缝统计,裂缝倾角低于 20° 的近水平裂缝发育较少,主要为成岩裂缝,约占总数的4%。 $20^\circ \sim 45^\circ$ 的低角度斜

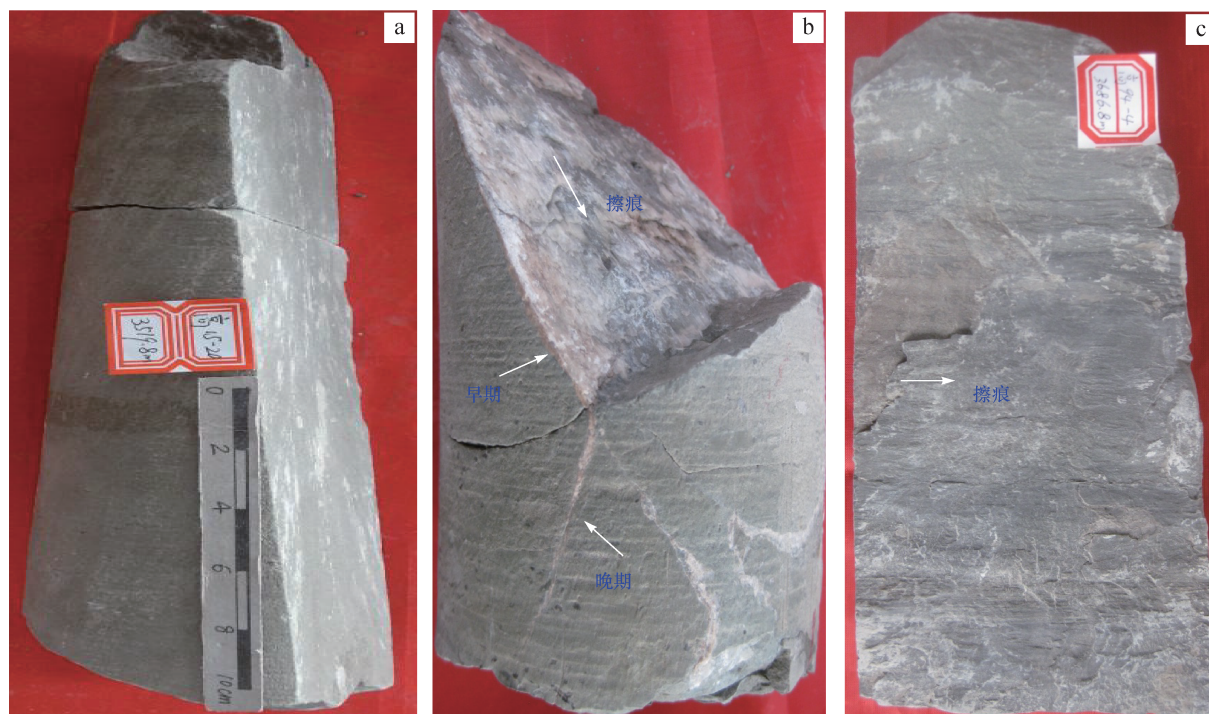


图2 渤海湾盆地高尚堡深层岩心构造裂缝

Fig. 2 Tectonic fractures in cores from reservoir rocks in deep-buried Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin

a. W12井,埋深3 519.8 m,高角度剪切裂缝;b. G2井,埋深3 414.3 m,两组剪切裂缝,晚期形成的裂缝被早期裂缝限制,擦痕方向与裂缝倾向一致;c. G1井,埋深3 686.8 m,高角度剪切缝,见水平擦痕

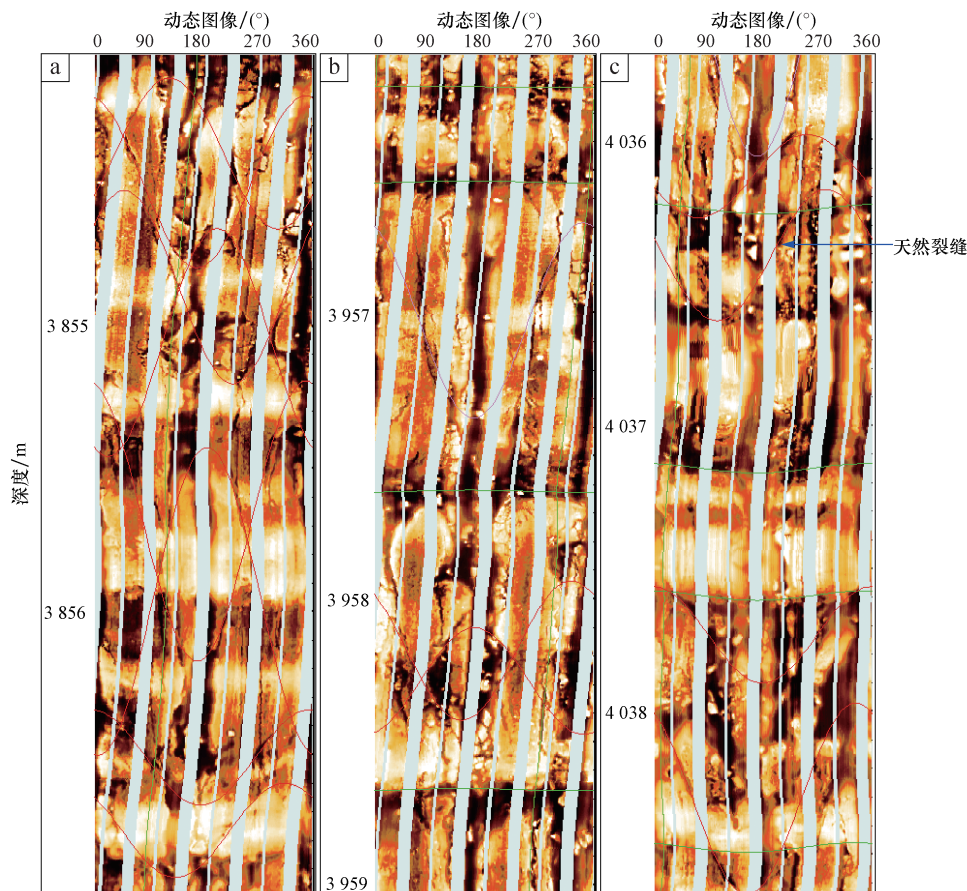
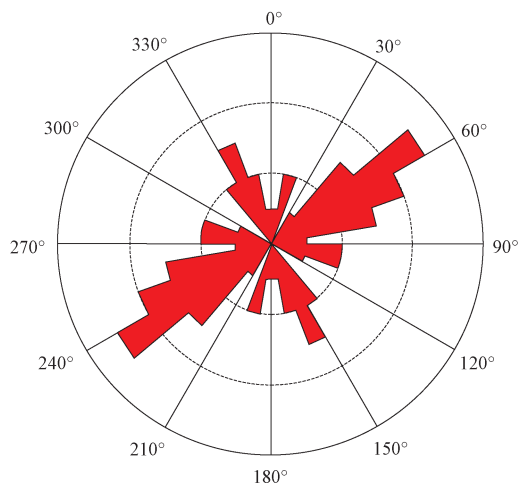


图3 渤海湾盆地高尚堡油田 W16 井成像测井裂缝特征

Fig. 3 Fracture characteristics revealed by image logging in Well W16, Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin

图4 渤海湾盆地高尚堡深层裂缝走向玫瑰花图
(W16 井, $n = 106$)Fig. 4 A rose diagram of natural fracture strikes from image logging in deep-buried Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin (Well W16, $n = 106$)

交缝占 12%, $45^\circ \sim 70^\circ$ 高角度斜交缝占 21%, 而大于 70° 的高角度裂缝占 63%, 主要为构造剪切裂缝。

裂缝充填矿物主要为方解石和石英, 但全充填和半充填的裂缝发育较少, 分别仅占 7.5% 和 6.7%, 反

映该区的绝大多数裂缝都是有效裂缝。高尚堡深层沙三段地层校正后构造裂缝平均线密度为 0.87 条/m, 但在空间分布上存在较大变化。纵向上不同层位裂缝密度差异明显, 沙三段的主力产油层位是 $E_s^{3(2+3)}$ II 砂组和 $E_s^{3(2+3)}$ III 砂组, 构造裂缝的线密度分别为 0.85 条/m 和 1.05 条/m, 但非主力层位构造裂缝线密度最低仅为 0.41 条/m。

天然裂缝的形成及分布受岩性、岩石力学层、沉积微相和构造等因素控制^[17-21]。其中, 泥质含量越高, 裂缝发育程度越低; 对于相同成分的岩性, 颗粒越粗, 裂缝发育程度越差。裂缝纵向延伸受岩石力学层控制明显, 通常裂缝仅在岩石力学层内分布, 岩石力学层层厚越大, 裂缝间距越大, 密度越小, 反之则亦然。沉积微相主要通过控制岩性和厚度的空间分布, 进而影响裂缝的发育强度。在区域构造应力作用下, 由于不同构造部位的局部应力发生变化, 导致裂缝发育程度存在差异。在断层附近, 由于应力集中, 构造裂缝更发育。

2.2 人工裂缝特征

水力压裂产生的人工裂缝特征主要依据微地震监

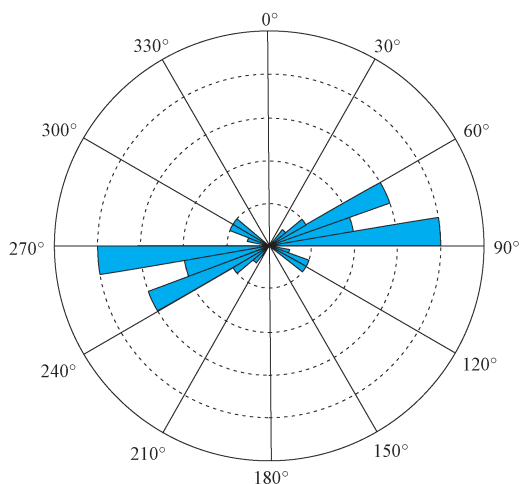


图5 渤海湾盆地高尚堡深层人工裂缝走向玫瑰花图($n=25$)

Fig. 5 A rose diagram of hydraulic fracture strikes in deep-buried Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin ($n=25$)

测资料进行分析。微地震监测技术是使用现代声发射技术中平面任意三角形阵列的源定位方法,结合计算机数据处理技术和地质参数来判断深层人工裂缝空间形态的有效方法^[22]。根据8口微地震监测资料分析,该区人工裂缝倾角近似为垂直缝,人工裂缝延伸表现为3个方向,即以 $N80^{\circ} \sim 90^{\circ}E$ 为优势方位,其次为 $N60^{\circ} \sim 70^{\circ}E$,少见NW-SE向裂缝(图5)。人工裂缝延伸的优势方位与区域最大水平主应力方位较为一致,反映人工裂缝走向主要受控于地应力方位影响。此外,部分人工裂缝的延伸方位与天然裂缝优势方位一致,体现天然裂缝的存在对人工裂缝的展布也具有重要影响。但少量的人工裂缝展布与区域应力和天然裂缝优势方位存在差异,主要分布在断层附近。人工裂缝延伸长度主要分布在98~145 m,最大延伸长度224 m,平均裂缝长度136 m。受岩层非均质影响,井眼两翼裂缝长度存在差异,长度比主要分布在0.8~1.2。裂缝高度主要分布在14~20 m,平均缝高17.4 m。

3 人工裂缝与天然裂缝、地应力耦合关系

在水力压裂过程中,人工裂缝的形成和扩展受地应力状态、岩石力学层和天然裂缝等因素的控制^[23]。地应力状态是影响人工裂缝形态和延伸方位的关键因素,通常人工裂缝垂直于最小主应力方位扩展和延伸。岩石力学层对人工裂缝的延伸高度具有重要影响,岩石抗张强度越高、内摩擦角和内聚力越小,人工裂缝越容易在岩石力学层内延伸^[24]。当天然裂缝发育时,天然裂缝产状和现今应力场共同控制人工裂缝的扩展方

式。此外,人工裂缝还受压裂施工方式、压裂液粘度和施工排量等工程因素影响^[25]。

根据该区声波测井资料计算研究区的垂直应力(σ_v)分布在60.0~67.0 MPa,最大水平主应力(σ_H)为69.4~77.7 MPa,平均为74.4 MPa;最小水平主应力(σ_h)为52.4~63.2 MPa,平均为57.7 MPa,反映该区的应力状态为 $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ 。依据水力压裂缝的扩展机理,人工压裂缝垂直于最小主应力方位扩展和延伸。如高尚堡深层W15井进行了水力压裂,微地震监测表明人工裂缝为垂直缝,延伸方位为 $N85^{\circ}E$,与区域最小主应力方位相垂直。人工裂缝的起裂形式受控于应力状态,一般在地表浅层, $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ (σ_v 为垂向主应力的绝对值, σ_H, σ_h 分别为最大和最小水平主应力绝对值),人工压裂缝走向为与 σ_H 方位相同的水平缝;在中深层区域,当 $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ 时,人工压裂缝为与 σ_H 走向相同的垂直缝,当 $\sigma_H > \sigma_v \approx \sigma_h$ 时,产生是垂直缝或水平缝;在超深地层中, $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$,人工压裂缝走向为与 σ_H 方位相同的垂直缝^[26]。

在断块油藏中,由于断层的扰动作用,断层附近的地应力会局部发生变化^[27],特别是断层附近最大水平主应力方位的变化影响人工裂缝的延伸方位。当天然裂缝发育时,人工裂缝的展布特征受控于现今应力场与天然裂缝的共同作用。人工裂缝在天然裂缝影响下,存在以下几种形式^[28-29]:即顺从天然裂缝发展、先顺从后转向、贯穿同时天然裂缝闭合、贯穿同时天然裂缝开启以及形成多裂缝。断块油藏裂缝的起裂与延伸包含着复杂的力学行为,受应力场空间分布、天然裂缝特征和施工模式等综合影响。

根据研究区地应力和天然裂缝的分布状态,结合断层对其附近天然裂缝和地应力的影响,参考人工裂缝与天然裂缝相交后的缝网模式判别方法^[30-33],分析认为高尚堡深层断块油藏的缝网系统主要存在3种模式(表1)。模式1为靠近断层、天然裂缝发育条件下,断层导致其附近局部应力状态发生变化,人工裂缝沿局部应力场最大水平主应力方位起裂并延伸,远离断层后,沿区域最大水平主应力方位延伸;模式2为远离断层、近井天然裂缝较发育条件下,顺天然裂缝优势方位NEE-SWW向起裂并延伸,天然裂缝末端转向最大水平主应力方位扩展。人工裂缝延伸过程中,逼近角大于 30° 时,人工裂缝贯穿或终止于天然裂缝;模式3为远离断层、近井天然裂缝发育较差条件下,人工裂缝沿最大水平主应力方位扩展,扩展过程中偶遇天然裂缝,受逼近角影响,人工裂缝将终止、顺从或贯穿。

表 1 渤海湾盆地高尚堡断块油藏缝网系统主要模式

Table 1 Major fracture network patterns of the fault block reservoir, Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin

模式	地质特征	缝网特征	缝网示意图
1	①断层附近 ②天然裂缝发育	靠近断层时,沿局部应力场最大水平主应力方位起裂或延伸;远离断层后转向沿区域最大水平主应力方位延伸,缝网系统复杂	
2	①远离断层 ②天然裂缝较发育	近井天然裂缝较发育,逼近角 $\alpha < 30^\circ$ 时,顺天然裂缝优势方位 NEE - SWW 向(起裂)延伸,天然裂缝末端转向最大水平主应力方位扩展。人工裂缝延伸过程中,逼近角 $\alpha > 30^\circ$ 时,人工裂缝贯穿或终止于天然裂缝,缝网系统较为复杂	
3	①远离断层 ②天然裂缝发育较差	近井天然裂缝发育较少,人工裂缝沿最大水平主应力方位扩展。偶遇天然裂缝,受逼近角影响,人工裂缝将终止、顺从或贯穿,缝网系统较为简单	

注:逼近角 α 为最大水平主应力方位与天然裂缝走向的夹角; σ_H 为最大水平主应力方位。

4 缝网系统的主控因素

4.1 天然裂缝

天然裂缝对缝网系统的控制主要表现在两个方面:一方面,在远离压裂井的大部分区域,天然裂缝网络控制了缝网系统的分布,此时的缝网系统就是天然裂缝系统。缝网系统的复杂程度主要受天然裂缝的形成期次和空间分布影响;另一方面,在压裂井附近,天然裂缝不仅是缝网系统的组成部分,它还影响人工裂缝的扩展规律,并通过影响人工裂缝的展布来影响缝网系统。当天然裂缝发育时,形成以人工裂缝为主裂缝,天然裂缝为次要裂缝的缝网系统。如 W15 井水力压裂后,主裂缝为 NEE - SWW 向展布的人工裂缝,次要裂缝为 NW - SE 向、近 EW 向裂缝。主裂缝的展布受天然裂缝组系、密度以及人工裂缝与天然裂缝的逼近角共同影响。当天然裂缝不发育时,此时的缝网系统即人工裂缝系统。

4.2 地应力

现今地应力主要影响人工裂缝的形成和扩展,从

而影响缝网系统的分布。井壁崩落法和钻井诱导缝法分析研究区现今最大水平主应力优势方位为 $N75^\circ \sim 85^\circ E$ (图 6),但在断层附近的 W12 和 W13 井最大水平主应力方位变为 $NWW - SEE$ 向。现今应力场影响着天然裂缝在地下的赋存状态和有效性,研究区 $NEE -$

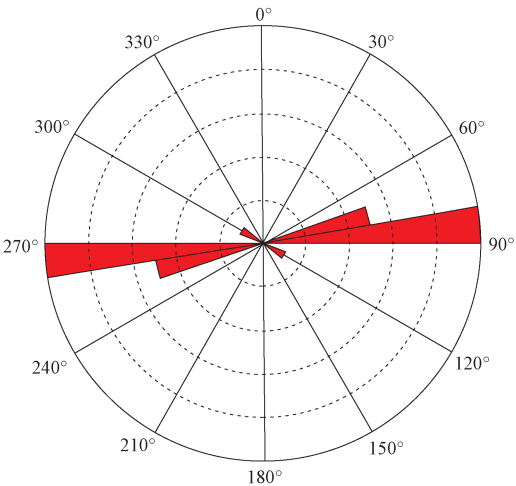


图 6 渤海湾盆地高尚堡深层最大水平主应力方位分布($n = 18$)

Fig. 6 A rose diagram of maximum horizontal stress orientation in deep-buried Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin($n = 18$)

SWW 向天然裂缝密度和开度最大,是渗流的优势方位。同时,地应力场也控制着人工裂缝的形态和延伸方向^[24-25,34]。对比高尚堡深层天然裂缝的优势方位与现今最大水平主应力优势方位,两者呈锐夹角相交($10^{\circ} \sim 30^{\circ}$)。物理模拟实验表明在低逼近角情况下,人工裂缝容易沿天然裂缝方向延伸^[35]。如高尚堡深层 W3 井的微地震监测结果表明,人工裂缝首先沿 NEE-SWW 向天然裂缝延伸,受天然裂缝长度控制,在远井位置人工裂缝逐渐转向最大水平主应力方位延伸(图 7)。

4.3 断层

断层是通过影响其周围的天然裂缝和地应力的分布来影响缝网系统展布。高尚堡深层与断层有关的裂缝主要有剪切裂缝和拉张裂缝 2 种类型。剪切裂缝呈两组共轭形式,一组裂缝的产状与断层一致,另一组与断层共轭。拉张裂缝发育相对较少,为垂直缝,走向与断层一致。裂缝发育强度主要与距离断层面的远近、断距的大小和断层的力学性质密切相关^[36-37]。岩心裂缝密度统计证实随着与断层面距离的增加,相同岩性中裂缝发育密度降低。断层走向与区域最大水平主应力的夹角是影响断层附近应力状态的敏感因素^[12,38-42]。研究区 W12 和 W13 井人工裂缝产状受断层影响,走向分别为 $N113^{\circ}E$ 和 $N120^{\circ}E$,延伸方位明显偏离区域最大水平主应力优势方位(图 8)。

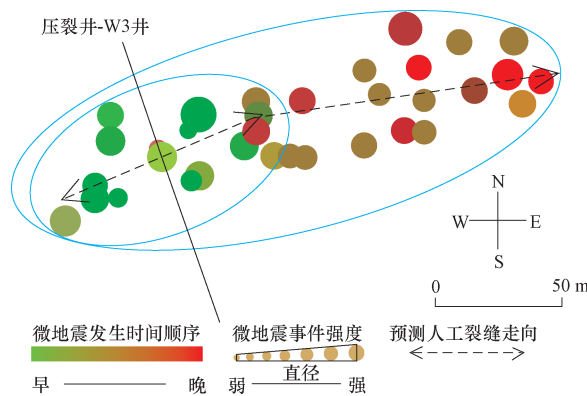


图 7 渤海湾盆地 W3 井震源空间分布与人工主裂缝走向俯视图

(深度:3 591 ~ 3 611 m, $n=33$)

Fig. 7 A planform of the hypocenter distribution and the strikes of main hydraulic fractures in Well W3, Bohai Bay Basin

(Depth:3 591 ~ 3 611 m, $n=33$)

5 结论

1) 高尚堡深层发育有构造裂缝和成岩裂缝两种类型,高角度的构造剪切裂缝为其主要类型。构造裂缝在古近纪和新近纪末期两期构造作用下形成,其中新近纪末期是研究区的主要裂缝形成时期。研究区 NEE-SWW 向裂缝最为发育, NW-SE 向和近 EW 向裂缝次之。受现今地应力影响, NEE-SWW 向裂缝开度大,是油藏渗流的优势方位。

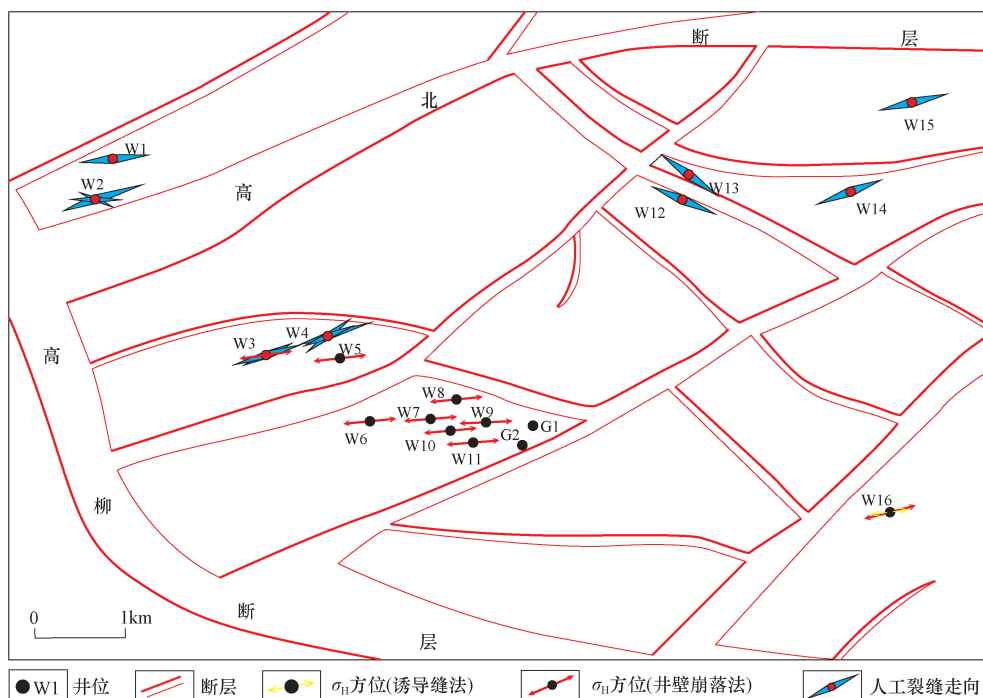


图 8 渤海湾盆地高尚堡深层地应力与人工裂缝分布

Fig. 8 The in-situ stress and hydraulic fracture distribution in deep-buried Gaoshangpu oilfield, Bohai Bay Basin

2) 人工裂缝的走向主要存在沿局部最大水平主应力方位延伸和近井处顺 NEE – SWW 向天然裂缝扩展,远端转向最大水平主应力方位延伸两种类型。人工裂缝走向优势方位为 $N80^{\circ} \sim 90^{\circ}E$, 裂缝长度主要分布在 98 ~ 145 m, 平均缝长 136 m。受岩层非均质影响,两翼人工裂缝延伸长度存在一定差异。人工裂缝倾角近似为垂直缝,平均缝高 17.4 m。

3) 人工裂缝与天然裂缝、地应力的耦合关系决定了缝网系统模式。研究区缝网系统主要存在 3 种模式,即靠近断层,人工裂缝沿局部应力场最大水平主应力方位起裂延伸,远离断层后,沿区域最大水平主应力方位扩展;远离断层、近井天然裂缝较发育条件下,顺天然裂缝优势方位 NEE – SWW 向起裂延伸,天然裂缝末端转向最大水平主应力方位扩展。远离断层、近井天然裂缝发育较差条件下,人工裂缝沿最大水平主应力方位扩展。

4) 高尚堡深层低渗透断块油藏的缝网系统主要受天然裂缝、地应力和断层的控制。天然裂缝对缝网系统的控制主要表现在远离压裂井的大部分区域,天然裂缝网络控制了缝网系统的分布;在压裂井附近,天然裂缝是缝网系统的组成部分并影响人工裂缝的扩展。地应力主要影响人工压裂缝的形成和扩展,从而影响缝网系统的分布,而断层是通过影响其周围天然裂缝和地应力的分布来影响缝网系统的展布。

参 考 文 献

- [1] 张光亚,马锋,梁英波,等.全球深层油气勘探领域及理论技术进展[J].石油学报,2015,36(9):1156–1166.
Zhang Guangya, Ma Feng, Liang Yingbo, et al. Domain and theory-technology progress of global deep oil & gas exploration[J]. Acta Petroli Sinica, 2015, 36(9): 1156–1166.
- [2] 贾承造,庞雄奇,姜福杰.中国油气资源研究现状与发展方向[J].石油科学通报,2016,1(1):1–22.
Jia Chengzao, Pang Xiongqi, Jiang Fujie. Research status and development directions of hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2016, 1(1): 1–22.
- [3] 胡文瑞,魏漪,鲍敬伟.中国低渗透油气藏开发理论与技术进展[J].石油勘探与开发,2018,45(4):646–656.
Hu Wenrui, Wei Yi, Bao Jingwei. Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 646–656.
- [4] 王陆新,潘继平,娄钰.近十年中国石油勘探开发回顾与展望[J].国际石油经济,2018,7(26):65–71.
Wang Luxin, Pan Jiping, Lou Yu. Review and prospect of petroleum exploration and development in China over the past decade[J]. Exploration & Production, 2018, 7(26): 65–71.
- [5] 王俊鹏,张惠良,张荣虎,等.裂缝发育对超深层致密砂岩储层的改造作用—以塔里木盆地库车坳陷克深气田为例[J].石油与天然气地质,2018,39(1):77–88.
Wang Junpeng, Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, et al. Enhancement of ultra-deep tight sandstone reservoir quality by fractures: A case study of Keshen gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1): 77–88.
- [6] 赵仲祥,董春梅,林承焰,等.西湖凹陷深层低渗—致密气藏“甜点”类型划分及成因探讨[J].石油与天然气地质,2018,39(4):778–790.
Zhao Zhongxiang, Dong Chunmei, Lin Chengyan, et al. Classification and origin of “sweet spots” in deep low permeability tight gas reservoirs, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 778–790.
- [7] Zeng Lianbo, Su Hui, Tang Xiaomei, et al. Fractured tight sandstone reservoirs: A new play type in the Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(3): 363–377.
- [8] Shaoqun Dong, Lianbo Zeng, Wenya Lyu, et al. Fracture identification by semi-supervised learning using conventional logs in tight sandstones of Ordos Basin, China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 76: 103131.
- [9] 王珂,杨海军,张惠良,等.超深层致密砂岩储层构造裂缝特征与有效性—以塔里木盆地库车坳陷克深 8 气藏为例[J].石油与天然气地质,2018,39(4):719–729.
Wang Ke, Yang Haijun, Zhang Huiliang, et al. Characteristics and effectiveness of structural fractures in ultra-deep tight sandstone reservoir: A case study of Keshen – 8 gas pool in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 719–729.
- [10] 万晓龙,高春宁,王永康,等.人工裂缝与天然裂缝耦合关系及其开发意义[J].地质力学学报,2009,15(3):245–252.
Wan Xiaolong, Gao Chunming, Wang Yongkang, et al. Coupled relationship between created and natural fracture and its implication to development[J]. Journal of geomechanics, 2009, 15(3): 245–252.
- [11] 马兵,李宪文,刘顺,等.致密油层体积压裂人工裂缝与天然微裂缝相互作用研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2015,30(2):44–49.
Ma Bing, Li Xianwen, Liu Shun, et al. Study on interaction between hydraulic fracture and natural micro-fracture during the volume fracturing of tight oil reservoirs[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2015, 30(2): 44–49.
- [12] Su S, Stephansson O. Effect of a fault on in situ stress studied by distinct element method[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 1999, 36(8): 1501–1506.
- [13] 史冠中,王华,徐备,等.南堡凹陷各庄断层活动特征及对沉积的控制[J].北京大学学报(自然科学版),2011,47(1):85–90.
Shi Guanzhong, Wang Hua, Xu Bei, et al. Activity of Baigezhuang fault of Nanpu Depression and its controlling on sedimentation[J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, 2011, 47(1): 85–90.
- [14] 冯建伟,王志坤,商琳.渤海湾盆地南堡凹陷 3 区多期叠加断裂体系形成机制[J].石油与天然气地质,2017,38(6):1032–1042.
Feng Jianwei, Wang Zhikun, Shang Lin. Genetic mechanisms of super-imposed fault systems in Block 3 of Nanpu Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1032–1042.

- [15] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 22-27.
Zeng Lianbo. Formation and distribution of fractures in low-permeability sandstone reservoirs[M]. Beijing: The Science Publishing Company, 2008: 22-27.
- [16] 万天丰. 中国大地构造学纲要[M]. 北京: 地质出版社, 2004: 152-192.
WanTianfeng. Essentials of the tectonics of China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004: 152-192.
- [17] 巩磊, 曾联波, 李娟, 等. 南襄盆地安棚浅、中层系特低渗储层裂缝特征及其与深层系裂缝对比[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 778-785.
Gong Lei, Zeng Lianbo, Li Juan, et al. Features of fractures in shallow-to mid-depth reservoirs with ultra-low permeability and their comparison with those in deep reservoirs in Anpeng oilfield, the Nanxiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 778-785.
- [18] 曾联波, 康永尚, 肖淑荣. 吐哈盆地北部凹陷低渗透砂岩储层裂缝发育特征及成因[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2008, 23(1): 22-25.
Zeng Lianbo, Kang Yongshang, Xiao Shurong. Development characteristics and geneses of the fractures in low-permeability sandstone reservoir in the northern depression of Tuha Basin[J]. Journal of Xian Shiyou University(Natural Science Edition), 2008, 23(1): 22-25.
- [19] Nelson R A, Moldovanyi E P, Matcek C C, et al. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz Field, Maracaibo Basin, Venezuela[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1791-1809.
- [20] Laubach S E, Olson J E, Cross M R. Mechanical and fracture stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1413-1426.
- [21] 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及对产能的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 799-808.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 799-808.
- [22] 王胜新, 佟国章, 李建萍. 微地震裂缝监测技术在油水井压裂和注水评价中的应用[J]. 国外测井技术, 2011, (3): 9-12.
Wang Shengxin, Tong Guozhang, Li Jianping. Application of micro seismic fracture monitoring technology in fracturing and water injection evaluation of oil and water wells[J]. World well logging technology, 2011, (3): 9-12.
- [23] 刘玉章, 修乃岭, 丁云宏, 等. 页岩储层水力裂缝网络多因素耦合分析[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 61-66.
Liu Yuzhang, Xiu Nailong, Ding Yunhong, et al. Multi-factor coupling of hydraulic fracture network in a shale gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 61-66.
- [24] 王泽东, 胡永泉, 徐文江, 等. BZ油田水力裂缝在天然裂缝界面延伸行为[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6): 87-91.
Wang Zedong, Hu Yongquan, Xu Wenjiang, et al. Hydraulic fracture extension behaviors along the natural fracture interface in BZ Oilfield[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(6): 87-91.
- [25] 王仲茂, 胡江明. 水力压裂形成裂缝形态的研究[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(6): 66-70.
Wang Zhongmao, Hu Mingjiang. A Study on the fracture types induced by hydrofracturing[J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(6): 66-69.
- [26] 王平. 地质力学方法研究-不同构造力作用下地应力的类型和分布[J]. 石油学报, 1992, 13(1): 1-12.
Wang Ping. A Geomechanical technique-types and distribution of geostress under various tectonic forces[J]. Acta Petrolei Sinica, 1992, 13(1): 1-12.
- [27] 苏生瑞, 朱合华, 王士天, 等. 断裂物理力学性质对其附近地应力场的影响[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2002, 32(6): 654-658.
Su Shengrui, Zhu Hehua, Wang Shitian, et al. The effect of fracture properties on stress field in the vicinity of a fracture[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2002, 32(6): 654-658.
- [28] 叶静, 胡永全, 任岚, 等. 裂缝性地层水力裂缝复杂形态延伸分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(5): 92-98.
Ye Jing, Hu Yongquan, Ren Lan, et al. Analysis on the complex morphological propagation of the hydraulic fractures in the fractured formations[J]. Petroleum geology and oilfield development in Daqing, 2013, 32(5): 92-98.
- [29] 侯振坤, 杨春和, 王磊, 等. 大尺寸真三轴页岩水平井水力压裂物理模拟试验与裂缝延伸规律分析[J]. 岩土力学, 2016, 37(2): 407-414.
Hou Zhenkun, Yang Chunhe, Wang Lei, et al. Hydraulic fracture propagation of shale horizontal well by large-scale true triaxial physical simulation test[J]. Rock and Soil Mechanics, 2016, 37(2): 407-414.
- [30] Renshaw C E, Pollard D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1995, 32(3): 237-249.
- [31] Mahrer K D. A review and perspective on far-field hydraulic fracture geometry studies[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 24(1): 13-28.
- [32] Olson J E, Taleghani A D. Modeling simultaneous growth of multiple hydraulic fractures and their interaction with natural fractures[J]. 2009, SPE 119739: 1-7.
- [33] 程万, 金衍, 陈勉, 等. 三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 336-340.
Cheng Wan, Jin Yan, Chen Mian, et al. A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space[J]. Petroleum exploration and development, 2014, 41(3): 336-340.
- [34] 张莉, 岳乐平, 杨亚娟. 鄯善油田地应力、裂缝系统与油田开发[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4): 330-332.
Zhang Li, Yue Leping, Yang Yajuan. In-situ stress, fracture system and Oil-field development in Shanshan Oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(4): 330-332.

- 39(3):587-593.
- Zhang Yuyin. Controlling effect of dissolution on valid volcanic reservoir formation; A case study of the Yingcheng Formation in the Xujia-wei Fault Depression, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3):587-593.
- [31] 童亨茂, 钱祥麟. 储层裂缝的研究和分析方法[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1994, 18(6):14-20.
- Tong Hengmao, Qian Xianglin. Research and analysis on natural fracture[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1994, 18(6):14-20.
- [32] Marrett R, Laubach SE, Olson J E. Anisotropy and beyond: Geologic perspectives on geophysical prospecting for natural fractures[J]. The Leading Edge, 2007, 26(9):1106-1111.
- [33] Bordet E, Malo M, Kirkwood D. A structural study of western Anticosti Island, St. Lawrence platform, Québec: A fracture analysis that integrates surface and subsurface structural data[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2010, 58(1):36-55.
- [34] 赵向原, 胡向阳, 肖开华, 等. 川西彭州地区雷口坡组碳酸盐岩储层裂缝特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1):30-39, 152.
- Zhao Xiangyuan, Hu Xiangyang, Xiao Kaihua, et al. Characteristics and major control factors of natural fractures in carbonate reservoirs of Leikoupo Formation in Pengzhou area, western Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1):30-39, 152.
- [35] 刘大锰, 周三栋, 蔡益栋, 等. 地应力对煤储层渗透性影响及其控制机理研究[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(6):1-8.
- Liu Dameng, Zhou Sandong, Cai Yidong, et al. Study on effect of geostress on coal permeability and its controlling mechanism[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(6):1-8.
- [36] Ju W, Jiang B, Miao Q, et al. Variation of in situ stress regime in coal reservoirs, eastern Yunnan region, South China: Implications for coalbed methane production[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(11):2283-2303.
- [37] Chen S D, Tang D Z, Tao S, et al. In-situ stress measurements and stress distribution characteristics of coal reservoirs in major coalfields in China: Implication for coalbed methane (CBM) development[J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 182:66-84.
- [38] Shi J X, Zeng L B, Zhao X Y, et al. Characteristics of natural fractures in the upper Paleozoic coal bearing strata in the southern Qinshui Basin, China: Implications for coalbed methane (CBM) development[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 113, 104152.
- [39] Shen J, Qin Y, Li Y P, et al. In situ stress field in the FZ Block of Qinshui Basin, China: Implications for the permeability and coalbed methane production[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 170:744-754.
- [40] Ju W, Jiang B, Qin Y, et al. The present-day in-situ stress field within coalbed methane reservoirs, Yuwang Block, Laochang Basin, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102:61-73.

(编辑 张玉银)

(上接第542页)

- [35] Chitrala Y, Moreno C, Sondergeld C, et al. An experimental investigation into hydraulic fracture propagation under different applied stresses in tight sands using acoustic emission[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 108:151-161.
- [36] 巩磊, 曾联波, 张本键, 等. 九龙山构造致密砾岩储层裂缝发育的控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(6):6-12.
- Gong Lei, Zeng Lianbo, Zhang Benjian, et al. Control factors for fracture development in tight conglomerate reservoir of Jiulongshan structure[J]. Journal of China University of petroleum, 2012, 36(6):6-12.
- [37] 徐珂, 戴俊生, 冯建伟, 等. 磨溪—高石梯区块断层对裂缝分布的控制作用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 13(1):1-12.
- Xu Ke, Dai Junsheng, Feng Jianwei, et al. Fault system and its controlling effect on fracture distribution in Moxi - Gaoshiti Block, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 13(1):1-12.
- [38] 沈海超, 程远方, 王京印, 等. 断层对地应力场的有限元研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(2):34-37.
- Shen Haichao, Cheng Yuanfang, Wang Jingyin, et al. Study of finite element on effects of faults on ground stress field[J]. Petroleum geology and oilfield development in Daqing, 2007, 26(2):34-37.
- [39] 姜岩, 李雪松, 付宪弟. 特高含水老油田断层表征及剩余油高效挖潜[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5):246-253.
- Jiang Yan, Li Xuesong, Fu Xiandi. Fault characterizing and high-efficiency potential tapping of the remained oil for extra-high-watercut mature oilfields[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5):246-253.
- [40] 李如一. 断层圈闭封闭性综合判别方法及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4):1-6.
- Li Ruyi. Comprehensive judging method for the sealing of the fault trap and its application[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4):1-6.
- [41] 张广远, 朱占平. 大庆长垣南部 BQD 区块断层精细解释[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4):137-142.
- Zhang Guangyuan, Zhu Zhanping. Fine interpretation of the fault for BQD Block in Southern Daqing Placanticline[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4):137-142.
- [42] 司丽. 大庆长垣北部萨、葡、高油层北东向断层成因及对油田开发的作用[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1):66-70.
- Si Li. Genesis of NE fault and its action to the oilfield development for Sapugao oil reservoirs in North Daqing Placanticline[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(1):66-70.

(编辑 张亚雄)